The New Brunswick Electric Power Commission

1980 ANNUAL REPORT

Contents

Chairman's Comments 2
Operations 3
Capital Additions 4
Finance 6
Staff 8
Planning 9
System Map 11
Statement of Generation and Sales 12
Financial Statements 14

The Cover: The recently completed 200 000 kW addition at Dalhousie began generating electricity during the year.

Corporate Information

The Commission

Hon. G. W. N. Cockburn, Q.C., Chairman
Louis E. Landry, Vice-Chairman
Jean C. Chiasson, Commissioner
Hugh Morris, Commissioner
Mrs. Owen Smith, Commissioner
Wilson Weldon, Commissioner
P. J. Burns, Secretary of the Commission

A. J. O'Connor, General Manager
L. D. Corbett, Assistant to the General Manager
G. H. D. Ganong, Manager, Engineering & Construction
F. C. MacLoon, Manager, Power System Development & Operation
B. J. MacMillan, Manager, Supply & Services
H. V. McIntyre, Manager, Personnel & Labour Relations
R. A. Toner, Manager, Distribution & Commercial
R. D. Brown, Treasurer

Left to right: Jean C. Chiasson, Hugh Morris, the Honourable G. W. N. Cockburn, Louis E. Landry, Mrs. Owen Smith, Wilson Weldon.

June 27, 1980

To His Honour H. J. Robichaud
Lieutenant Governor of
New Brunswick

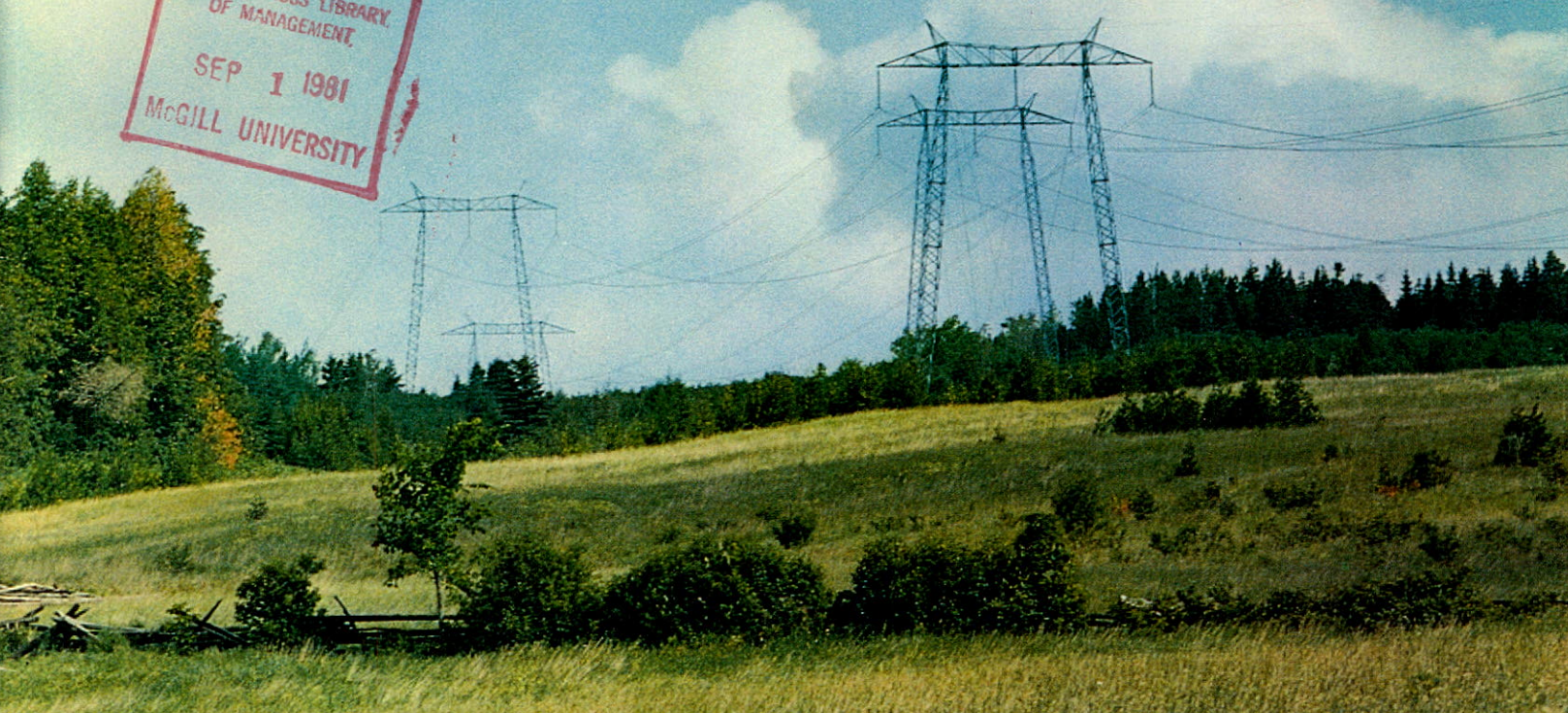
May it please your Honour:

The New Brunswick Electric Power Commission begs leave to submit, in accordance with the Electric Power Act, Chapter E-5, of the revised Statutes of New Brunswick 1973 the following report for the twelve month period ended March 31, 1980.

Respectfully submitted,

G. W. N. Cockburn, Q.C., Chairman,
The New Brunswick
Electric Power Commission

HOWARD ROSS LIBRARY
OF MANAGEMENT
SEP 1 1981
McGILL UNIVERSITY



Chairman's Comments

The year just ended, one of the most eventful and challenging in the Commission's sixty-year history, saw a record demand placed on the system, new generating units brought on-line and increased revenue from higher export sales.

Revenue for the year increased by $87.5 million to $410.0 million, due primarily to unexpectedly high export sales and net income increased by $26.3 million to $43.1 million. These advantageous sales, principally to New England customers, proved once again the substantial mutual benefits of interconnections.

A review of the Commission's operations over the last decade dramatically illustrates the formidable obstacles presented by oil-induced inflation. The Commission's annual fuel bill for oil increased twenty-seven-fold during the decade while its total expenditures, including fuel, increased eight-fold over the 1970 value. During the same period, total kilowatt hour usage by customers increased only three-fold. As a result, significant rate adjustments were necessary to meet the considerable financial constraints affecting the New Brunswick and Canadian economies during the latter half of the decade.

As we move into the 1980's, the Commission will continue to implement its plan to reduce New Brunswick's dependence on imported oil for the generation of electricity. This long-range plan, begun in the early 1970's, includes the use of nuclear fuel, increased utilization of native coal, development of additional hydro resources, strengthening of interconnections and public awareness programs to promote wise energy use.

As part of this ongoing comprehensive plan, new hydro and coal units were brought on-line during the year and substantial progress was made on the construction of the Commission's nuclear facility at Point Lepreau. A commitment has also been made to increase the operating head at the Mactaquac hydro station as soon as agreement can be reached with affected municipalities and property owners.

I commend the thoughtful reading of this report to all concerned. The results of the year's operation would not have been possible without the continued spirit and dedication of members of the Commission, management and staff during the year.

G. W. N. Cockburn, Q.C., Chairman,
The New Brunswick
Electric Power Commission

Operations

An all time high peak system gross demand of 2 158 600 kilowatts was recorded on December 18, 1979, exceeding the previous gross demand by 5.3%. The year's peak system net demand of 1 404 400 kilowatts occurred on December 19, 1979. This was 2% below the net demand experienced the previous year, reflecting the mild winter, energy conservation by the majority of users and a more efficient transmission network to deliver energy.

Total generation and purchases of energy from all sources reached a new high, amounting to 12 451 364 990 kilowatt hours, 11.3% above the previous year. This increase was possible as a result of interconnection transactions and the satisfactory availability of efficient generation. Production of energy by the Commission's thermal and hydro units was 6 267 018 960 kilowatt hours and 2 519 004 700 kilowatt hours respectively, representing increases for the year of 13.7% for thermal and 23.6% for hydro.

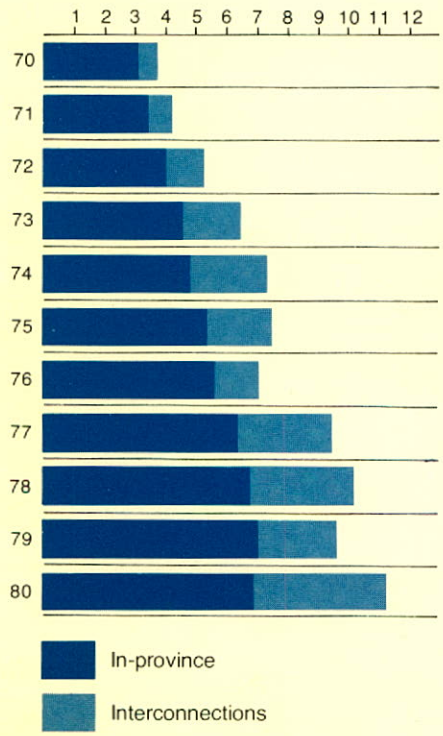
Purchases of energy for the year were higher than expected and totalled 3 658 912 030 kilowatt hours, an increase of slightly more than 1%. Hydro-Quebec supplied 98% of this energy, all on an interruptible basis.

System losses were reduced by 147 206 557 kilowatt hours or 23.3% during the year; this was accomplished in part through the extension of the 345 000 volt transmission network and the installation of new tie transformers at Salisbury and Keswick. Further reductions are anticipated in this area when a program to insulate some 50 buildings housing metal-clad switchgear is completed during the next fiscal year.

Sales of energy to utilities in Maine, Prince Edward Island and Nova Scotia totalled 4 326 851 900 kilowatt hours, resulting in a 52.5% increase for the year.

Energy consumption by general service and wholesale customers showed respective increases of 4.3% and 2.2% for the year while consumption in the industrial and residential sectors declined by 6.8% and 1.8%. The substantial decrease in industrial energy consumption was the direct result of a strike which shut down a major paper mill for seven months; this strike was also the largest single factor in causing a 2.9% decrease in total in-province consumption. Unusually mild winter weather and conservation efforts by customers contributed to the slight

Total Sales 1970-1980
(in billions of kilowatt hours)



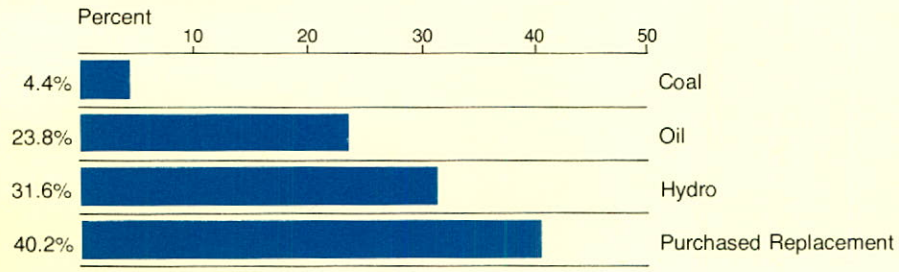
Meter reader David MacLaggan drives a diesel-powered compact to conserve fuel.

decline in residential consumption. It is significant that of some 12 000 residential customers contacted for an appliance saturation survey in 1979, 96% of the respondents indicated they had taken action to reduce household energy consumption.

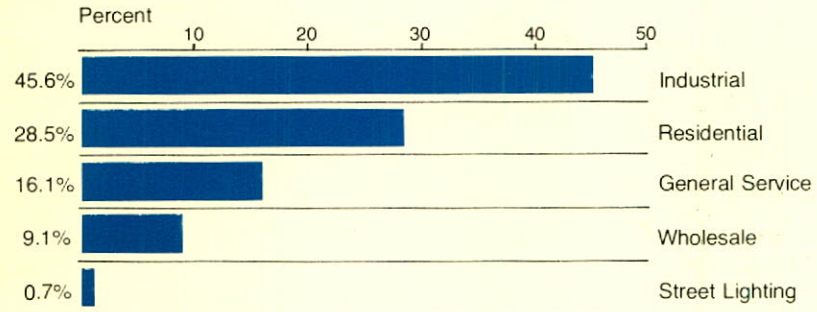
All categories of service experienced growth in customer accounts, with the industrial sector showing the highest rate of increase at 7.5%. Overall growth in customers for the year was 4.3% bringing the total number of customers on the system to 221 204.

There was an 18.3% decrease in the number of power interruptions during the year. In addition to the mild weather, a major factor in this improvement in service to customers was the Commission's continuing investment in equipment and systems designed to prevent interruptions and to restore service quickly when interruptions do occur.

In-province Supply 1980



In-province Sales 1980

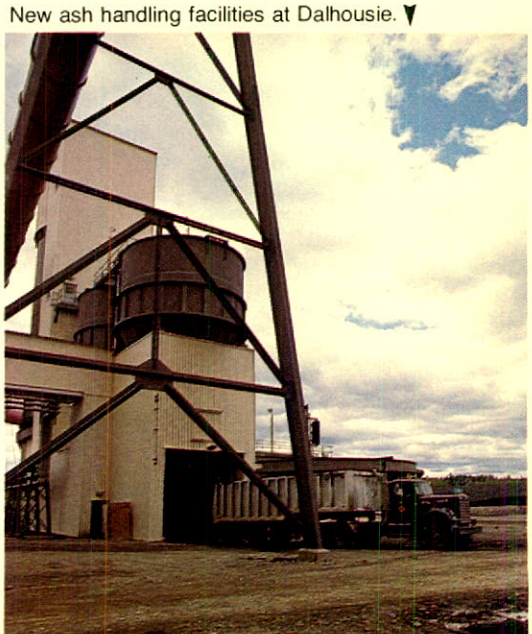


Capital Additions

Three new generating units with a total capacity of 400 000 kilowatts went into commercial operation during the year while two 6 750 kilowatt thermal units at the Grand Lake 1 Generating Station were retired from service. Two hydro units, of 100 000 kilowatts each, were installed at Mactaquac completing the expansion of the plant and bringing it to its design capacity of 600 000 kilowatts. The new units allow the recovery of additional energy from the Saint John River system at high flow periods and provide added capacity to meet peak loads throughout the year. A 200 000 kilowatt thermal unit, capable of burning coal or oil, was placed in service at the Dalhousie Generating Station, bringing the capacity of this station to 300 000 kilowatts. This versatile unit doubles the system's capacity for utilizing coal. At year-end, the installed capacity of the Commission's generating stations totalled 2 526 576 kilowatts.

At the Point Lepreau Nuclear Generating Station, substantial progress was achieved in all areas with work concentrating on the completion of mechanical and electrical contracts. Site work was expedited to a maximum and by year-end construc-

New ash handling facilities at Dalhousie. ▼



tion had passed the 80% completion point. Major construction work completed included the water treatment facility, heavy water upgrading structure and the pumphouse and tunnels for the cooling water system. Major progress was also made on the installation of the station's heavy water systems. Each system is being precommissioned as it is completed.

Although the discovery of faulty tubing in all of the steam generators recently built in Canada by Babcock and Wilcox Limited resulted in the commercial operation of the Point Lepreau plant being delayed to late 1981, the manufacturer and Atomic Energy of Canada Limited, the Commission supplier, reached a final agreement for the repair of the steam generators. This agreement did not address the matter of the additional costs to the Commission which has reserved its legal rights and is holding its supplier responsible for the additional costs. Specially developed designs and procedures are being employed to accelerate the repair of the four generators which are being fitted with new tubing and new stainless steel retaining plates at the Lepreau site.

The upgrading of transmission and distribution facilities continued with 187 kilometres of transmission line (69, 138, 345 kV) put into service during the year. An existing interconnection to the Maine Public Service Company was uprated from 69 000 to 138 000 volts effectively doubling its energy transfer capability. Nine new substations were added to the system to improve service reliability to customers and a number of existing substations were rebuilt and uprated.

In September, an 18 kilometre, 69 kV submarine cable was energized linking Grand Manan, Deer Island and Campobello in the Bay of Fundy to the Commission's mainland transmission grid. The 15 000 kilowatt cable supplies power to approximately 1 000 customers on the islands.

N.B. Coal's Marion dragline, operating near Minto, is capable of producing some 270 000 tonnes of coal annually for use at Dalhousie. ➤

Coal stockpile at Dalhousie, the largest coal-burning generating station on the Commission's system. ▼

Finance

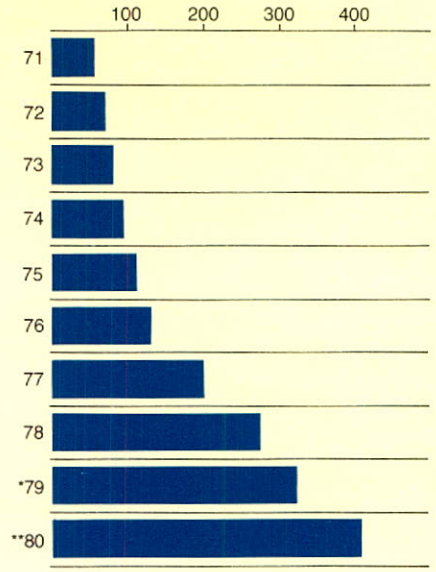
Revenue from all sources amounted to $410.0 million, an increase of $87.5 million over the previous year. This substantial increase was due primarily to a $47.7 million increase in revenue from interconnection sales to utilities in New England and to neighbouring provinces and to an increase in in-province revenue of $39.8 million.

The costs of fuel and purchased power increased by $33.3 million to $192.9 million. Operations, maintenance and general expenses decreased $0.4 million to $70.9 million due to stringent controls on operational expenses and improved plant operating performance levels. Depreciation increased $4.1 million to $31.4 million, due primarily to the coming on-line of Unit 2 of the Dalhousie Generating Station, Units 5 and 6 of the Mactaquac Generating Station and additional terminals, substations and transmission lines. Net interest expense, including amortization of unrealized foreign exchange, as explained in Note 2 of Notes to the Financial Statements, increased $13.5 million to $70.3 million. This increase was below expectation due to the Commission's having borrowed funds in advance of its requirements which allowed investment at unprecedented levels of short-term investment rates, and a year-end recovery of the Canadian dollar relative to the Swiss franc.

River flows for the year were slightly above normal and an amount of $1.4 million was charged to Operations and credited to the Water Equalization Reserve.

Net Income for the year amounted to $43.1 million, $26.3 million higher than the previous year. The balance of Earnings Invested in the Business increased to $69.6 million after an appropriation of $34.3 million to the

Total Revenue
(in millions of dollars)



Thermal expansion loop on boiler reheat system at Point Lepreau. ◄

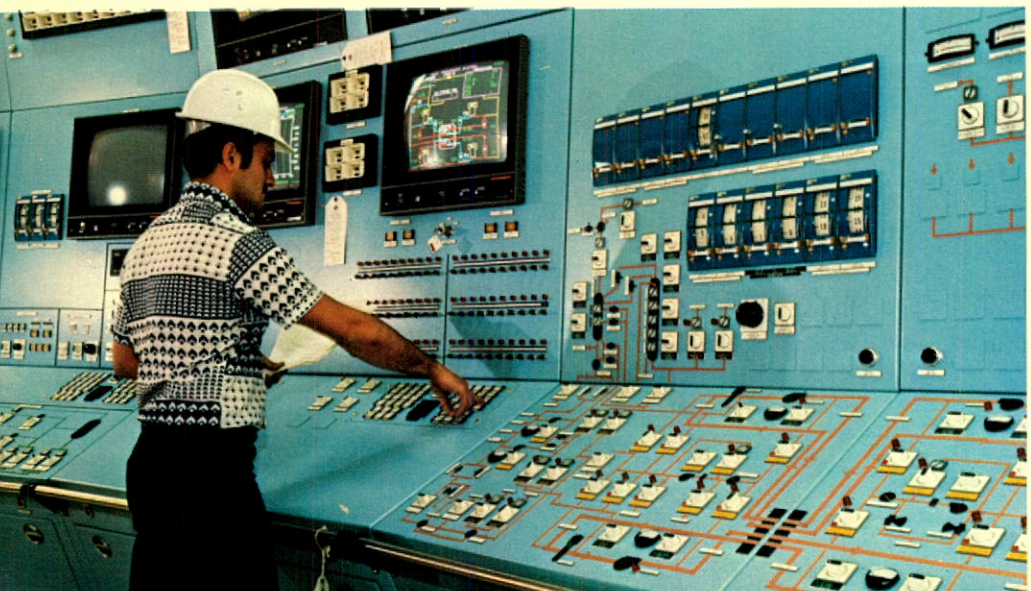
Point Lepreau reactor control panel. ▼

Completion of Mactaquac Units 5 & 6 during the year brought the station to its design capacity of 600 000 kW. ►

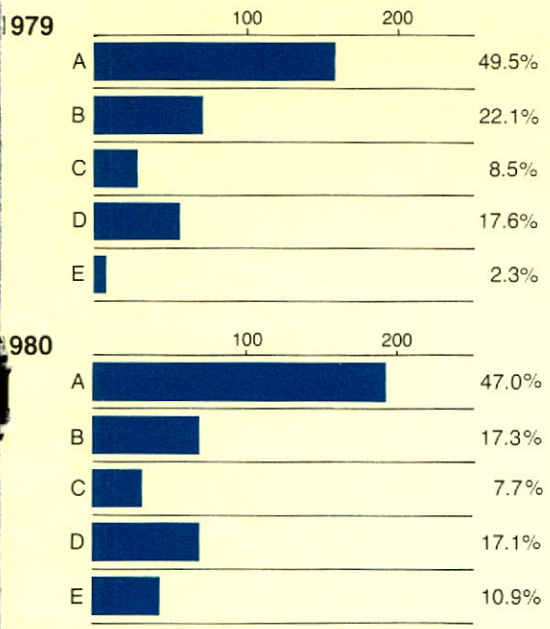
Mactaquac turbine hall. ► ►

Financial Highlights

Total Revenue
Total Expenditures And Appropriations
Real Property And Business Taxes
Provincial Sales Tax Paid
Salaries And Wages Paid
Fixed Assets, Including Work In Progress
Net Income



Distribution of Revenue
(in millions of dollars)



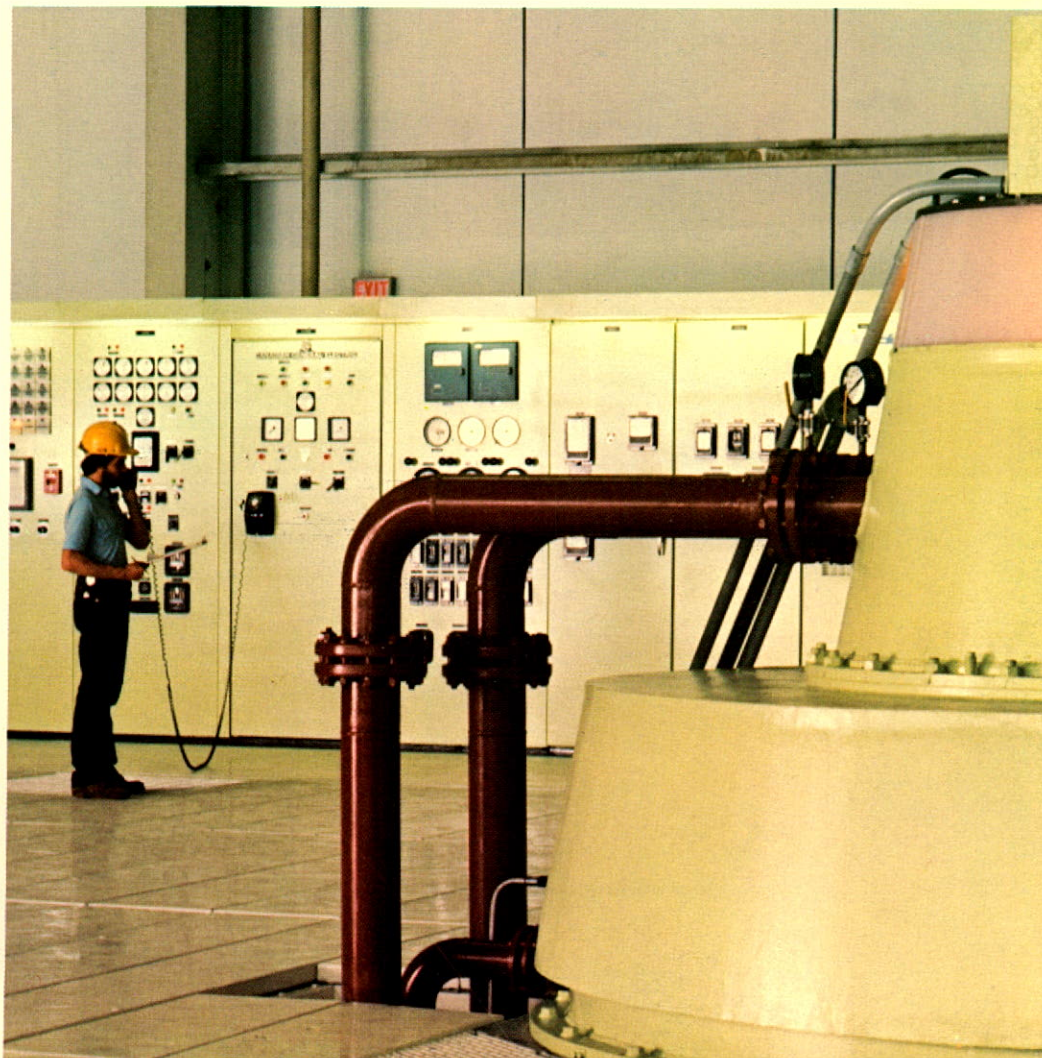
A — Fuel and Purchased Power
B — Operation, Maintenance and General
C — Depreciation
D — Interest
E — Appropriations to Reserve and Equity

Water Equalization Reserve. This appropriation increased the reserve to an amount calculated to be adequate, on the basis of present day subsidized fuel costs, to cover the cost of replacing hydro generation should the lowest water flow conditions on record for a consecutive three year period recur.

Total capital expenditures for the fiscal year were $376.1 million which included: Point Lepreau Generating Station $312.6 million, including $43.9 million on heavy water, and $4.6 million on nuclear fuel; Unit 2 at Dalhousie Generating Station $23.1 million; Units 5 and 6 at Mactaquac Generating Station, $6.3 million and other plant additions and modifications $34.1 million. To provide funds for the ongoing capital construction program, the following borrowings were completed: $50.0 million ten year 11 1/4% sinking fund debentures and $50.0 million twenty-five year 11 1/4% sinking fund debentures both dated January 10, 1980, issued privately in Canada; $75.0 million five year 13 1/4% debentures dated March 17, 1980, issued publicly in Canada. Under the terms of the finance agreement for Point Lepreau Generating Station, an advance was received and a note issued to Atomic Energy of Canada Limited for $64.9 million on August 9, 1979. As at March 31, 1980, the maximum of $350.0 million had been reached and a renewal note for this amount at an interest rate of 9.7064% was issued to Atomic Energy of Canada Limited under the terms of the agreement.

The Commission, to allow for greater flexibility in managing its cash flow and financing its construction program, increased its bank lines of credit for short-term borrowings, guaranteed by the Province of New Brunswick, to $119.0 million. As of March 31, 1980 these borrowings amounted to $6.3 million.

1980	1979
$ 409,957,872	$ 322,503,472
401,097,381	315,936,816
10,572,351	9,564,216
2,352,498	1,835,137
54,222,982	51,980,165
2,063,974,786	1,691,082,393
43,111,518	16,791,860



Staff

Contract negotiations with two I.B.E.W. bargaining groups were opened during the year prior to the expiration of their respective collective agreements in December, 1979. By year-end negotiations had been successfully concluded and agreements signed with Local 1733 (Operational Non-Supervisory) and Local 2309 (Technical Non-Supervisory). Each agreement is for a term of three years ending December 31, 1982.

At March 31, 1980 the Commission had 2 508 regular and temporary employees, which is 4.8% less than it had the previous year. The decrease in staff was due primarily to the completion of major construction projects at Dalhousie and Mactaquac.

Training of plant personnel continued to be a high priority in the Nuclear Operations Group at Point Lepreau. By the end of the period under review, a significant portion of the licensing examinations for key station personnel had been successfully completed. Sixty-two new employees joined the Nuclear Operations staff bringing the total to 188, or approximately 75% of the complement required to operate the Lepreau plant.

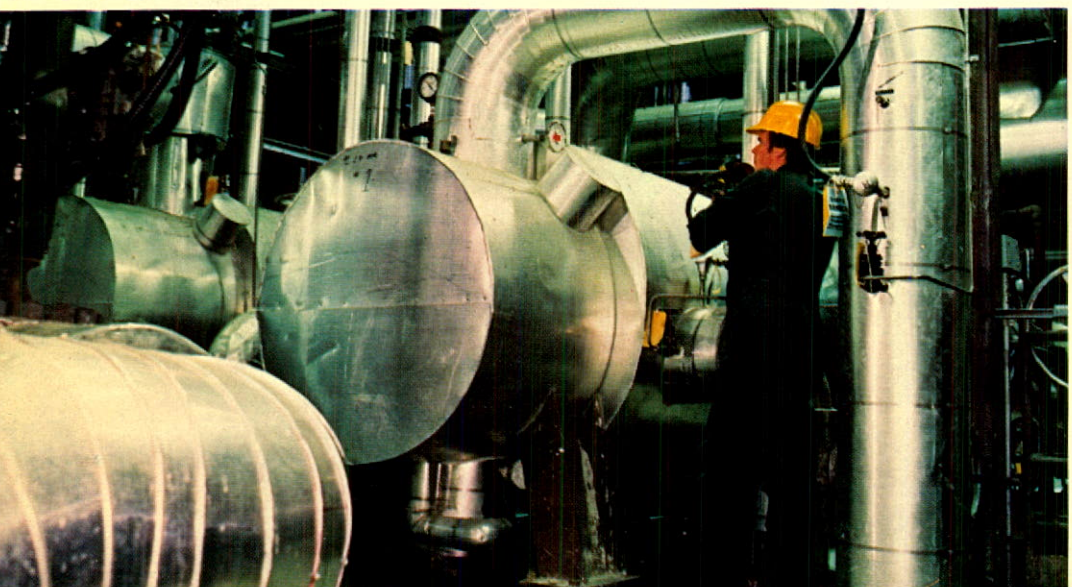
Safety and Health programs for employees were revised and expanded during the year and a new public awareness campaign to promote electrical safety in the province was in the final stages of development at year-end.

Staff training continued at a high level throughout the period with over 900 employees taking part in courses related to health and occupational safety and nearly 1 000 participating in professional development courses to upgrade their skills.

Glen DeWitt (left) and Harold Haines of the Methods Department test work techniques combining rubber cover-up and hot stick equipment. ◄

Dalhousie Unit Operator Barry Irvine, opens a valve placing a feed water heater in service. ▼

Plant Manager, Ed Murphy (left) and Fireman A, Ivan Robichaud, discuss instrumentation for a series of coal/oil slurry combustion tests being carried out at the Chatham Generating Station. ►



Planning

Discussions and negotiations continued throughout the year between the three Maritime provinces and the federal government with respect to the formation of the Maritime Energy Corporation.

Although in-province demand for the past fiscal year was down by 2.9% in comparison to 1979, this was due mainly to a strike affecting a major industrial customer in the province, conservation and unusually mild winter weather. When adjustments are made for these factors and for planned system additions to increase efficiency and to reduce losses, the effective increase in load growth was approximately 4% in the past fiscal year. This moderate increase compares to a historic growth rate of nearly 12% and reflects a continued slow-moving economy, changes in energy costs, and conservation efforts by customers. Completion of the generation additions at Mactaquac and Dalhousie, the development of Point Lepreau, the return of a 400 000 kilowatt segment of Coleson Cove generation in 1985/86, and potential purchases from neighbouring utilities will enable the Commission to meet presently forecasted load growth until about 1990. In the interim the Commission will explore ways in which oil use in generation can be further reduced. The long-term forecasted growth in demand is 4.3% per year over the next 15 years.

For the 1990's and beyond, there are a number of options open to the Commission for possible additions to the generation mix. These include development of new interconnections, the utilization of native coal and peat, redevelopment of certain existing hydro generating stations, development of new hydro sites, and an expansion of nuclear generation. These generation options will continue to be carefully evaluated with the objective of maximizing the use of indigenous and renewable resources and minimizing the consumption of imported oil.

Brook trout raised in warm water released from the Grand Lake plant. ▲

Atlantic salmon and brook trout raised in the Grand Lake ash ponds provide stock for New Brunswick's sport fishery. ►

Research into methods by which mixtures of coal in oil can be burned in oil-fired generating stations and into processes for the removal of sulfur and ash from coal, continued at the Chatham Generating Station. The first two years of this project demonstrated that up to 25% coal in oil mixtures could be burned in the Chatham #1 boiler while experimentation with a coal agglomeration process resulted in removal of up to 50% of the ash and 20% of the sulfur from raw coal. The current program at Chatham focuses on overcoming equipment wear problems encountered in earlier trials, as well as improving the efficiency of the agglomeration process. A study of the technical and economic feasibility of converting the Chatham #2 boiler to a fluidized bed design was completed. The merits of this approach as a sulfur removal technique are currently being evaluated. Preliminary discussions have been held with federal government officials to explore the possible funding of such a project.

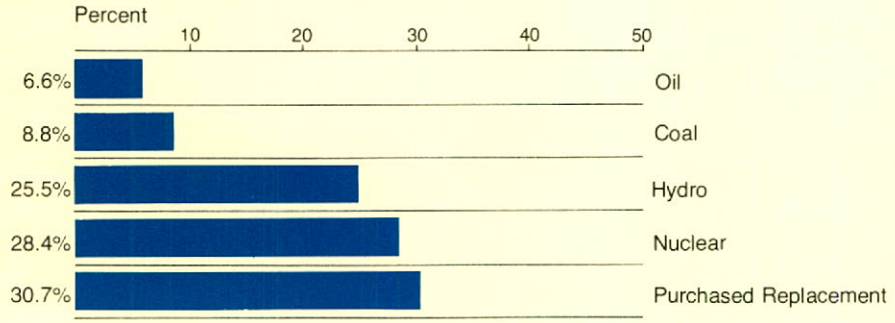
A number of conceptual studies for the conversion of oil burning thermal plants to coal burning, were carried out during the period as part of the Commission's program to maximize the use of indigenous fuels.

An experimental fish farming project, developed over the past several years at the Commission's Grand Lake Generating Station, was an unqualified success at the conclusion of its first year of full scale operation. The project involves raising trout and Atlantic salmon during the fall and winter in ash ponds heated with warm water released from the Grand Lake plant. Approximately 73 000 trout and 27 000 Atlantic salmon were raised at this facility during the last fiscal year to provide stock for New Brunswick's sport fishery. The project is jointly funded by the Canadian Electrical Association, N.B. Coal Limited, the N.B. Department of Natural Resources and the Commission.

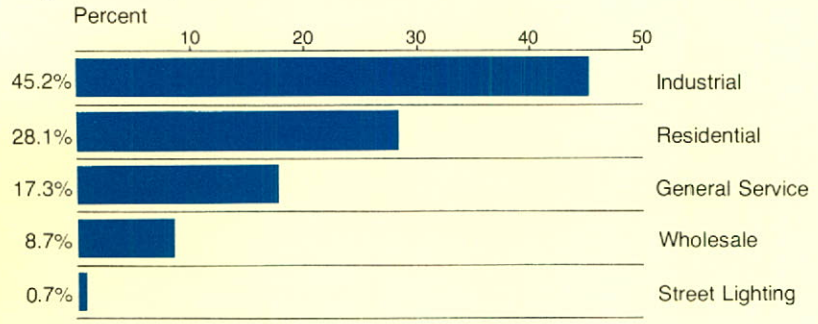
A study of hot water heating systems was expanded, through funding from the Canadian Electrical Association, to include continuous monitoring of a total of 50 residential systems. The installation of new monitoring equipment will enable researchers to simultaneously measure the energy consumed and the energy delivered in the water heated by electric, oil, natural gas and propane systems.

Monitoring of the Commission's first energy efficient demonstration home concluded during the period after a year of continuous operation. The home incorporates high levels of insulation, a waste heat exchanger for reclaiming heat from exhaust air, a water-to-air heat pump for space heating and design features to maximize passive solar gain. As a means of increasing public awareness of economical conservation strategies, the Commission will construct additional demonstration homes throughout the province during the next fiscal year. The homes will feature the latest energy conservation technology available and will exceed the most recent energy efficient guidelines of the federal government, H.U.D.A.C. and the Canadian Electrical Association.

Projected In-province Supply 1986



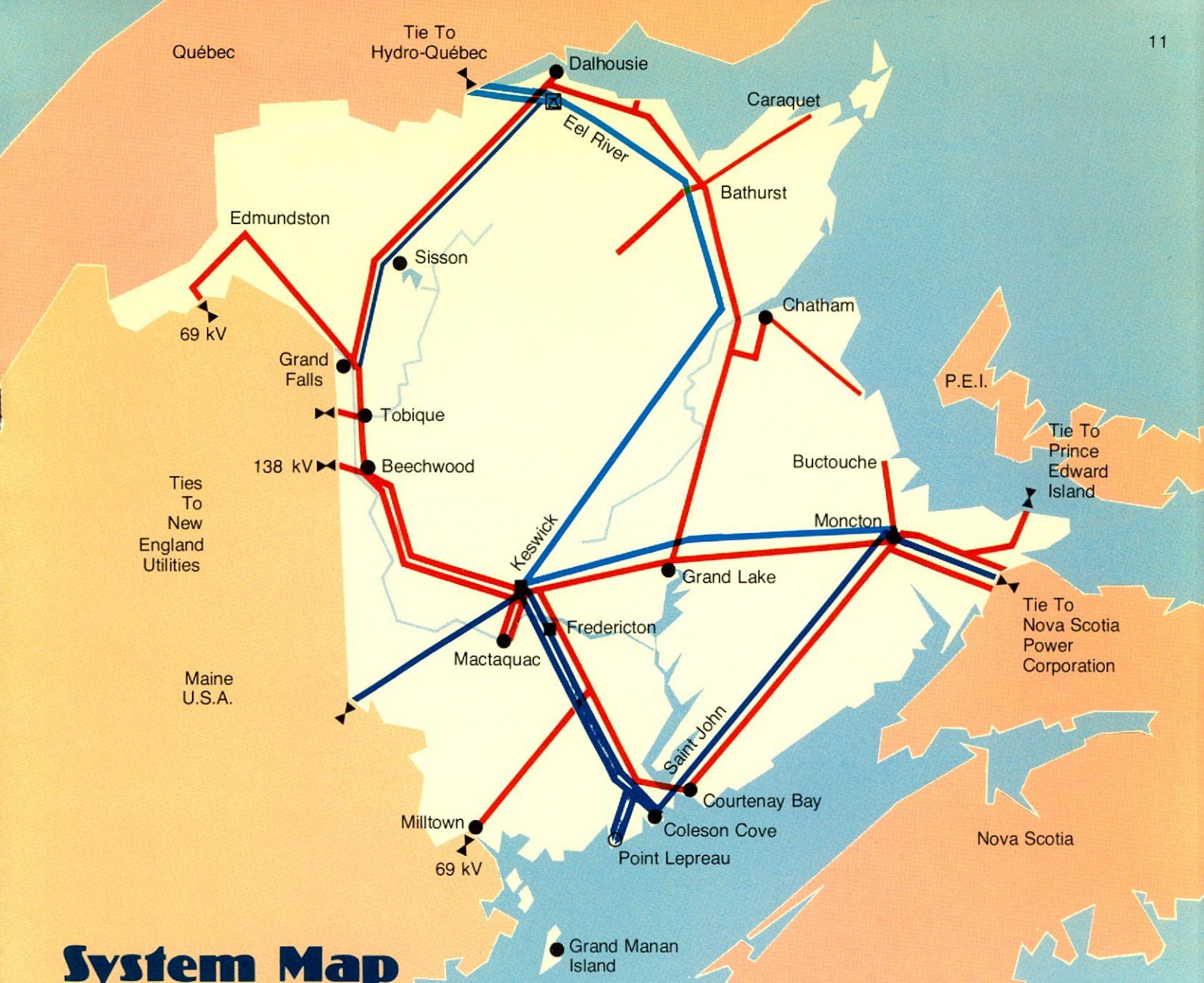
Projected In-province Sales 1986



G. W. N. COCKBURN, Q.C. Chairman

A. J. O'CONNOR General Manager

The New Brunswick Electric Power Commission



System Map

The New Brunswick Electric Power Commission

Legend

- 345 kV
- 345 kV (Operating at 138 kV)
- 230 kV
- 138 kV
- 138 kV (Operating at 69 kV)
- ● In Service
- ○ Under Construction
- ⊠ HVDC Converter Station
- ⋈ Interconnections

Generating Station Data

	No. of Units	Name Plate Capacity kW
HYDRO		
Mactaquac	6	600 000
Beechwood	3	115 000
Grand Falls	4	63 000
Tobique	2	20 000
Sisson	1	10 000
Milltown	7	3 900
TOTAL HYDRO	23	811 900
STEAM		
Coleson Cove (Oil)	3	1 005 000
Courtenay Bay (Oil)	4	263 365
Dalhousie (Oil/Coal)	2	300 000
Grand Lake 2 (Coal)	4	85 000
Chatham (Coal/Oil)	2	32 500
TOTAL STEAM	15	1 685 865
GAS TURBINE		
Moncton	1	25 000
TOTAL GAS TURBINE	1	25 000
DIESEL		
Grand Manan	5	3 811
TOTAL DIESEL	5	3 811
GRAND TOTAL	44	2 526 576

Statement of Generation and Sales

for fiscal year ended March 31, 1980

	1980 Kilowatt hours	1979 Kilowatt hours	Difference Kilowatt hours	%
GENERATION				
Hydro	**2 519 004 700**	2 038 093 900	+ 480 910 800	+ 23.6
Thermal	**6 267 018 960**	5 512 710 000	+ 754 308 960	+ 13.7
Diesel	**6 429 300**	14 121 200	− 7 691 900	− 54.5
Purchases	**3 658 912 030**	3 619 355 621	+ 39 556 409	+ 1.1
Gross Generation and Purchases	**12 451 364 990**	11 184 280 721	+ 1 267 084 269	+ 11.3
Station Service	**492 030 862**	436 829 915	+ 55 200 947	+ 12.6
Net Generation and Purchases	**11 959 334 128**	10 747 450 806	+ 1 211 883 322	+ 11.3
Losses — Transformers and Transmission	**484 535 216**	631 741 773	− 147 206 557	− 23.3
Losses — % of Net Generation and Purchases	**4.1%**	5.9%		
Total Energy Distribution	**11 474 798 912**	10 115 709 033	+ 1 359 089 879	+ 13.4
SALES				
Wholesale	**627 815 764**	614 158 621	+ 13 657 143	+ 2.2
Industrial Power	**3 159 140 342**	3 389 776 111	− 230 635 759	− 6.8
General Service	**1 118 086 563**	1 072 372 604	+ 45 713 959	+ 4.3
Street Lights	**49 269 771**	47 256 240	+ 2 013 531	+ 4.3
Residential	**1 975 428 248**	2,010,716 406	− 35 288 158	− 1.8
kWh per Residential Customer	**(9 816)**	(10 186)		
Average Revenue per Residential kWh	**4.67¢**	3.99¢		
TOTAL IN-PROVINCE SALES	**6 929 740 688**	7 134 279 982	− 204 539 284	− 2.9
Interconnections	**4 326 851 900**	2 837 004 600	+ 1 489 847 300	+ 52.5
GRAND TOTAL — SALES	**11 256 592 588**	9 971 284 582	+ 1 285 308 016	+ 12.9
Station and Internal Use	**492 424 571**	437 210 240	+ 55 214 331	+ 12.6
TOTAL LOSSES	**702 347 831**	775 785 899	− 73 438 068	− 9.5
GROSS GENERATION AND PURCHASES	**12 451 364 990**	11 184 280 721	+ 1,267 084 269	+ 11.3

Statement of Operating and Physical Statistics

	31 March 1970*	31 March 1972*	31 March 1975*	31 March 1979*	**31 March 1980**
Plant Name Plate Capacity — kW	1 032 286	1 050 326	1 151 326	2 140 326	**2 526 576**
Gross Generation — Purchases kWh	4 196 431 200	5 894 230 858	8 532 237 370	11 184 280 721	**12 451 364 990**
Total Energy Distributed — kWh	3 845 776 960	5 481 760 526	7 684 313 478	10 115 709 033	**11 474 798 912**
Total Revenue	$ 48,036,037	$ 68,797,638	$ 114,383,151	$ 322,503,472	**$ 409,957,872**
Total Expenditures And Appropriations	$ 47,529,949	$ 68,190,854	$ 108,224,945	$ 315,936,816	**$ 401,097,381**
Fixed Assets, Including Work In Progress	$ 389,457,753	$ 452,397,516	$ 678,888,091	$ 1,691,082,393	**$ 2,063,974,786**
Current Assets	$ 26,176,000	$ 21,015,284	$ 65,660,823	$ 299,164,804	**$ 247,109,259**
Current Liabilities	$ 19,933,910	$ 20,159,798	$ 62,490,702	$ 161,606,041	**172,609,560**
Inventories	$ 3,005,720	$ 3,113,785	$ 11,294,252	$ 27,186,334	**$ 35,312,833**
Long Term Debt — Net	$ 302,872,219	$ 340,728,100	$ 532,645,866	$ 1,551,736,716	**$ 1,928,402,135**
Sinking Fund Assets	$ 22,260,760	$ 23,466,748	$ 31,975,960	$ 56,746,569	**$ 73,274,713**
Accumulated Depreciation	$ 69,224,260	$ 85,889,983	$ 119,955,221	$ 205,025,401	**$ 236,337,582**
Other Reserves And Earnings Retained In The Business	$ 30,355,516	$ 36,220,609	$ 52,744,424	$ 99,866,451	**$ 144,406,911**
Reserves, Earnings Retained In The Business And Accumulated Depreciation	$ 99,579,776	$ 122,110,592	$ 172,699,645	$ 304,891,852	**$ 380,744,493**
Total Reserves, Earnings Retained In The Business As Percentage Of Fixed Assets	25.5%	26.9%	25.4%	18.0%	**18.4%**
Kilometres Transmission Lines	4 102	4 451	4 796	5 496	**5 698**
Kilometres Distribution Circuits	14 178	14 430	17 720	20 457	**20 873**
Number Residential Customers	131 471	144 974	168 889	197 387	**201 240**
Number Industrial Customers	751	801	964	1 227	**1 319**
Number General Service Customers	11 072	11 786	13 018	15 842	**16 609**
Number Street Light Customers	1 408	1 547	1 756	1 977	**2 036**

*On the basis of the accounting policy in effect when originally published

FINANCIAL STATEMENTS

The New Brunswick Electric Power Commission

Balance Sheet

as at 31 March 1980

ASSETS

	1980		1979 (Restated — Note 2)	
Fixed assets				
Land, buildings, plant and equipment, at cost, less accumulated depreciation (Note 3)		**$1,827,637,204**		$1,486,056,992
Current assets				
Cash and short term investments	**$150,290,856**		$217,943,609	
Accounts receivable	**61,250,887**		53,917,362	
Material, supplies and fuel, at cost	**35,312,833**		27,186,334	
Prepaid expenses	**254,683**		117,499	
		247,109,259		299,164,804
Deferred charges				
Unrealized foreign exchange differences, less amounts amortized (Note 4)	**141,502,362**		144,896,493	
Debenture and note discount and issue expense less amounts amortized	**21,100,504**		20,172,538	
Survey, engineering and training expenses in connection with expansion of facilities	**1,036,107**		1,171,345	
Other	**158,595**		172,535	
		163,797,568		166,412,911
Funds held for specified purposes				
Insurance fund		**7,688,924**		7,685,047
		$2,246,232,955		$1,959,319,754

On behalf of The New Brunswick Electric Power Commission

G. W. N. COCKBURN, Q.C., Chairman

LOUIS E. LANDRY, Vice-Chairman

LIABILITIES

	1980		1979 (Restated — Note 2)	
Long-term debt (Note 5)				
Guaranteed by the Province of New Brunswick				
Debentures and notes issued by the Commission		**$1,530,046,962**		$1,372,666,070
Notes payable to Atomic Energy of Canada Limited		**350,000,000**		270,346,520
Loans from Nothern Canada Power Commission		**52,755,990**		53,987,521
Loans from the Province of New Brunswick		**4,474,248**		5,420,772
Other long-term debt		**13,076,311**		12,022,888
		1,950,353,511		1,714,443,771
Less payments due within one year		**21,951,376**		17,625,515
		1,928,402,135		1,696,818,256
Current liabilities				
Bank indebtedness (Note 10)	**$30,700,262**		$22,677,681	
Accounts payable and accruals	**66,060,116**		70,027,148	
Accrued interest on debentures issued by the Commission	**39,796,214**		37,198,829	
Province of New Brunswick, accrued interest	**42,731**		50,167	
Current portion of long-term debt	**21,951,376**		17,625,515	
Holdbacks on contracts in progress	**13,639,315**		13,713,620	
Service deposits	**419,546**		313,081	
		172,609,560		161,606,041
Deferred liability				
Customers' advances in aid of construction		**814,349**		1,029,006
Reserves (Note 6)		**74,812,103**		39,132,134
Earnings invested in the business		**69,594,808**		60,734,317
		$2,246,232,955		$1,959,319,754

The New Brunswick Electric Power Commission

Statement of Income

for the year ended 31 March 1980

	1980		1979	
Revenue				
Sales of power	**$404,472,118**		$316,685,241	
Sales of steam	**2,261,209**		3,422,254	
Miscellaneous	**3,224,545**		2,395,977	
		$409,957,872		$322,503,472
Expenditure				
Purchased power	**59,261,681**		50,126,485	
Generated power — fuel	**133,628,923**		109,448,539	
— other	**26,502,722**		28,508,958	
Operations, maintenance and general	**44,390,214**		42,792,090	
Depreciation	**31,366,601**		27,311,863	
		295,150,141		258,187,935
Income before interest		**114,807,731**		64,315,537
Interest and exchange	**154,367,110**		128,851,333	
Amortization of debenture discount and expense	**1,639,824**		1,427,478	
Amortization of unrealized foreign exchange (Note 4)	**8,425,956**		855,543	
	164,432,890		131,134,354	
Less: Income from sinking funds and other investments	**21,780,208**		23,525,768	
Interest capitalized	**72,385,411**		50,805,443	
	94,165,619		74,331,211	
		70,267,271		56,803,143
Net income for the year before adjustment for water equalization		**44,540,460**		7,512,394
Adjustment to equalize generation costs due to fluctuation in water flows (Note 6)		**(1,428,942)**		9,279,466
Net income for the year		**$ 43,111,518**		$ 16,791,860

The New Brunswick Electric Power Commission

Statement of Earnings Invested in the Business

for the year ended 31 March 1980

	1980		1979	
Balance at beginning of year		$ 60,734,317		$54,167,661
Net income for the year		43,111,518		16,791,860
		103,845,835		70,959,521
Deduct appropriations to reserves for				
Water equalization	$34,251,027		$10,000,000	
Insurance	—		225,204	
		34,251,027		10,225,204
Balance at end of year		$ 69,594,808		$60,734,317

The New Brunswick Electric Power Commission

Statement of Changes in Financial Position

for the year ended 31 March 1980

	1980	1979
Source of Funds		
From operations		
Net income for the year	**$ 43,111,518**	$ 16,791,860
Amounts charged against operations but not requiring an outlay of funds		
Provision for depreciation of buildings, plant and equipment	**31,381,737**	27,427,188
Vehicle depreciation	**1,894,648**	1,984,189
Amortization of debenture discount and expense	**1,639,824**	1,427,478
Gain on disposal of fixed assets	**(15,136)**	(115,325)
Ajustment to equalize generation costs due to fluctuation in water flows	**1,428,942**	(9,279,466)
Survey, engineering and development expenses written off	**173,352**	2,473,957
Amortization of unrealized foreign exchange (Note 4)	**8,425,956**	855,543
	88,040,841	41,565,424
Proceeds from notes and debentures issued less discount and expense	**172,334,570**	219,987,574
Loans from Atomic Energy of Canada Limited	**79,653,480**	119,253,353
Contributions in aid of construction	**868,992**	875,070
Other loans	**1,053,424**	3,372,888
Proceeds from sale of assets	**151,642**	272,222
Decrease (Increase) in other deferred charges	**13,940**	(2,831)
Decrease (Increase) in working capital exclusive of changes in current portion of long-term debt	**58,733,203**	(31,747,579)
	$400,850,092	$353,576,121
Application of Funds		
Expenditure on fixed assets	**$376,076,751**	$335,154,992
Redemption of Commission debentures (net of available sinking funds)	**11,966,493**	3,686,430
Sinking fund deposits	**11,537,203**	13,050,068
Reduction in loan from Northern Canada Power Commission	**1,231,531**	1,164,211
Increase in deferred survey, engineering and training expense	**38,114**	295,216
Increase in insurance fund	**—**	225,204
	$400,850,092	$353,576,121

The New Brunswick Electric Power Commission

Notes to Financial Statements

as at 31 March 1980

1. Summary of significant accounting policies

The financial statements have been prepared in conformity with generally accepted accounting principles as established in Canada. Certain 1979 figures have been reclassified to be comparative with the presentation used in the 1980 statement of income.

a. Fixed asset additions and retirements

The cost of additions to fixed assets is the original cost of contracted services, direct labour and material, interest on funds used during construction and indirect charges for administration and other expenses. Administration and other expenses are capitalized during construction by applying a portion of such overheads to direct construction costs incurred each month.

Interest during construction is capitalized monthly on the basis of the interest costs of long-term borrowings committed to plant under construction.

The cost of repairs and maintenance is charged to income while the cost of improvements is capitalized. For property replaced or renewed, the original cost plus removal cost less salvage and accumulated depreciation is charged or credited to depreciation expense in the statement of income.

Contributions in aid of construction, which include government grants in respect of new facilities, are netted against the cost of plant financed thereby. Amounts received from customers are being amortized over the estimated service lives of the related assets, and the credit resulting therefrom is offset against the corresponding provision for depreciation.

Depreciation is provided by the Commission on a straight-line basis sufficient to amortize the cost of fixed assets, less estimated salvage value, over their estimated useful lives. Depreciation is provided on the net cost of fixed assets in respect of which government grants have been provided. The estimated useful lives of the main categories of fixed assets are as follows:

Assets	Years
Hydro Generating Stations	68
Thermal Generating Stations	30
Gas Turbine Generating Station	25
Diesel Generating Station	20
Terminals and Substations	30
Transmission System	40
Distribution System	28
Buildings	40

b. Inventories

Inventories of materials and supplies are valued at average cost. Fuel is valued at cost using the first-in, first-out method.

c. Debenture and note discount and issue expense

The Commission amortizes debenture and note discounts or premiums and the expenses of issues over the lives of the issues to which they pertain.

d. Survey, engineering and training expenses in connection with expansion of facilities

Survey and engineering expenses relating to construction projects being considered are deferred until a project is authorized for construction by the Commission. Such costs together with certain training costs are then amortized against future income either directly or by annual depreciation charges resulting from certain of the items being capitalized. If a project is discontinued, all applicable costs are charged to income in that year.

e. Foreign exchange transactions

Long-term monetary assets and liabilities denominated in foreign currencies are translated to Canadian dollars at rates of exchange prevailing at the balance sheet date. The resulting differences between the translation at the date of the original transaction and at the balance sheet date are accumulated in an unrealized foreign exchange account which is shown on the balance sheet under Deferred Charges. This account is amortized to income over the remaining life of the related monetary assets or liabilities, except that items associated with the financing of major construction projects still in progress are deferred until the project is completed before being amortized over the then remaining life of the related monetary liabilities.

Exchange gains or losses resulting from transactions affecting current operations are reflected in income as realized.

f. Revenue

Billings to residential and general service customers are rendered monthly on a cyclical basis. All other customers are billed at the end of each month. The Commission does not accrue revenue in respect of items not billed at the end of a fiscal period.

2. Accounting changes — translation of foreign currencies

Effective 1 April 1979, the Commission adopted the recommendations of the Canadian Institute of Chartered Accountants and changed its method of accounting for translation of foreign currencies to that described in note 1(e). Prior to this date, long-term debt issued by the Commission in foreign currencies was translated to Canadian dollars at rates of exchange prevailing at the date of the original transaction. Loans from the Province of New Brunswick payable in United States dollars were reflected in Canadian dollars on the balance sheet at the rate of $1 U.S. equals $1 Canadian. Unrealized losses

were recognized in income only to the extent that the related debt matured within the next fiscal year, and assets denominated in foreign currencies were carried on the balance sheet at book value. The change resulted in a decrease in net income of $6,394,517 for the fiscal year ended 31 March 1980.

In the Commission's opinion, retroactive application of this accounting change to the Commission's income statement would be inappropriate since the rates charged to customers for prior years were set on the basis of accounting policies in force at the time. However for comparative purposes, the balance sheet as at 31 March 1979 has been restated to give effect to the method described in note 1(e).

3. Fixed assets (at cost)

	1980	1979
Land, buildings, plant and equipment		
Power generating stations	**$ 716,748,675**	$ 541,574,807
Transmission system	**123,329,422**	109,087,563
Substations	**158,294,832**	140,630,997
Distribution system	**175,098,098**	160,097,619
Other properties	**9,058,551**	8,759,726
Communications equipment	**3,872,423**	3,402,002
Motor vehicles and miscellaneous equipment	**19,445,949**	17,165,628
	1,205,847,950	980,718,342
Construction in progress	**887,175,567**	738,329,133
	2,093,023,517	1,719,047,475
Less contributions in aid of construction	**29,048,731**	27,965,082
	2,063,974,786	1,691,082,393
Less accumulated depreciation	**236,337,582**	205,025,401
	$1,827,637,204	$1,486,056,992

4. Unrealized foreign exchange differences, less amounts amortized

	1980	1979
Exchange adjustment at balance sheet date on debentures and notes issued by the Commission		
Payable in Swiss francs	**$ 46,360,000**	$ 61,228,000
Payable in United States dollars	**108,665,206**	87,372,266
Exchange adjustment at balance sheet date on loans from the Province of New Brunswick	**912,978**	899,360
Exchange premium on assets denominated in foreign currencies held in sinking funds maintained by the Province of New Brunswick		
Sinking fund on debentures and notes issued by the Commission	**(5,780,068)**	(3,528,297)
Sinking fund on loans from the Province of New Brunswick	**(40,874)**	(34,246)
Exchange premium on assets held in the insurance fund	**(188,924)**	(185,047)
	149,928,318	145,752,036
Less accumulated amortization	**8,425,956**	855,543*
	$141,502,362	$144,896,493

* The 1979 unrealized loss on foreign exchange charged to income represented the exchange loss on long-term debt retirements due within one year.

5. Long-term debt

Debentures and notes issued by the Commission

Date of Maturity	Interest Rate %	1980	1979 (Restated — Note 2)
Payable in Canadian dollars			
1981 15 May	9	**$ 20,000,000**	$ 20,000,000
1985 17 March	13 1/4	**75,000,000**	—
1987 15 March	5 1/2	**2,650,000**	2,650,000
1988 1 November	5 1/2	**2,000,000**	2,000,000
1989 15 October	8 1/2	**228,000**	228,000
1990 10 January	11 1/4	**50,000,000**	—
1990 1 August	9	**293,000**	293,000
1991 1 July	5 3/4	**5,000,000**	5,000,000
1992 15 March	5 1/2	**7,350,000**	7,350,000
1993 1 November	5 1/2	**6,000,000**	6,000,000
1994 15 June	5 1/2	**10,000,000**	10,000,000
1994 31 December	5 1/2	**3,790,000**	3,790,000
1995 1 May	6 1/4	**15,000,000**	15,000,000
1995 15 May	10 3/8	**20,000,000**	20,000,000
1995 15 October	5 3/4	**7,500,000**	7,500,000
1996 1 January	6	**13,800,000**	13,800,000
1996 1 March	6	**4,000,000**	4,000,000
1996 1 October	6 1/2	**6,100,000**	6,100,000
1996 15 November	7 7/8	**20,000,000**	20,000,000
1997 15 October	8 3/8	**20,000,000**	20,000,000
1998 15 November	8 1/2	**25,000,000**	25,000,000
1999 1 October	11	**24,674,000**	25,000,000
1999 31 December	5 1/2	**8,210,000**	8,210,000
2000 1 March	10	**50,000,000**	50,000,000
2003 21 December	10 1/4	**75,000,000**	75,000,000
2005 10 January	11 1/4	**50,000,000**	—
		521,595,000	346,921,000
Payable in Swiss francs			
1985 20 April	4 1/4	**60,815,000****	60,815,000**
1991 28 September	6	**31,328,000***	31,328,000*
1992 30 August	5 1/4	**36,008,000***	36,008,000*
1993 30 March	3 3/4	**57,113,000****	57,113,000**
Canadian dollars at date of issue		**185,264,000**	185,264,000
Exchange adjustment at balance sheet date		**46,360,000**	61,228,000
		231,624,000	246,492,000

* each of 80,000,000 Swiss francs
** each of 100,000,000 Swiss francs

Date of Maturity	Interest Rate %	1980	1979 (Restated — Note 2)
Payable in United States dollars			
1983 15 January	9	**US$ 32,000,000**	US$ 34,000,000
1986 2 January	5 1/4	**4,895,000**	5,733,000
1986 1 November	5 1/4	**2,676,000**	2,676,000
1987 1 September	5 1/4	**3,760,000**	4,196,000
1990 15 April	5	**10,668,000**	11,248,000
1991 1 May	5 1/2	**11,594,000**	12,104,000
1991 15 November	6	**17,500,000**	17,500,000
1992 15 October	6 1/2	**15,000,000**	15,000,000
1993 15 February	6 7/8	**15,000,000**	15,000,000
1994 1 February	7 3/4	**10,000,000**	10,000,000
1994 1 March	9 3/4	**71,000,000**	75,000,000
1995 1 October	10 1/2	**75,000,000**	75,000,000
1997 15 February	9	**100,000,000**	100,000,000
1998 1 April	7 7/8	**43,425,000**	45,000,000
2001 1 May	9 3/8	**100,000,000**	100,000,000
2004 1 April	8 3/4	**50,000,000**	50,000,000
2005 15 January	10	**75,000,000**	75,000,000
2007 1 August	8 3/4	**75,000,000**	75,000,000
United States dollars		**712,518,000**	722,457,000
Exchange premium at date of issue		**$ 27,710,739**	$ 28,654,328
Exchange adjustment at balance sheet date		**108,665,206**	87,372,266
		848,893,945	838,483,594
		1,602,112,945	1,431,896,594
Less sinking fund assets held in trust by the Province of New Brunswick			
Book value		**66,285,915**	55,702,227
Exchange premium on assets denominated in foreign currencies		**5,780,068**	3,528,297
		72,065,983	59,230,524
		$1,530,046,962	$1,372,666,070
Atomic Energy of Canada Limited			
Notes payable, together with accrued interest at varying rates. These were converted into a renewal note on 1 April 1980. The rate of interest of 9.7064% on the renewal note is the weighted average of the interest rates on the notes it replaced. Repayment of the renewal note will be comprised of 25 equal annual instalments of principal and interest commencing one year after the In-Service Date for the Point Lepreau Generating Station or one year after 1 April 1983, whichever is earlier. Prior to this earlier date, interest alone is payable semi-annually		**$350,000,000**	$270,346,520
Loans from Northern Canada Power Commission			
Repayable in annual instalments of principal and interest at rates varying from 4 1/2% to 8 1/2% to the year 2011		**$ 52,755,990**	$ 53,987,521

	1980	1979 (Restated — Note 2)
Loans from the Province of New Brunswick		
For which debentures have been issued by the Province to provide funds for the Commission (payable in United States dollars)	$ 4,770,000	$ 5,600,000
Exchange adjustment at balance sheet date	912,978	899,360
	5,682,978	6,499,360
Less sinking fund assets held by the Province relating to such debentures		
Book value	1,167,856	1,044,342
Exchange premium on assets denominated in foreign currencies	40,874	34,246
	1,208,730	1,078,588
	$ 4,474,248	$ 5,420,772
Other long-term debt		
Town of Grand Falls — in respect of the purchase of distribution system; payable $50,000 annually	$ —	$ 50,000
City of Campbellton — in respect of the purchase of distribution system; payable, together with interest at 9 1/4% per annum, in equal annual instalments to the year 1993	1,255,619	1,304,894
Government of Canada — in respect of the construction of a transmission line from Coleson Cove to Salisbury; payable, together with accrued interest at rates varying from 9-1/4% to 9-5/8% per annum, as to 50% on 1 April 1981 and the remainder in equal annual instalments of principal and interest to the year 2011	11,820,692	10,667,994
	$ 13,076,311	$ 12,022,888

Long-term debt payments

Long-term debt maturities (after deducting available sinking funds) and sinking fund requirements in respect of debt outstanding at 31 March 1980 are as follows for the five years ending 31 March 1985:

	Canadian Dollars	U.S. Dollars	Swiss Francs
Year ending 31 March 1981	$ 4,593,869	$14,569,000	SFr —
Year ending 31 March 1982	30,625,428	18,279,000	4,000,000
Year ending 31 March 1983	9,923,671	52,723,000	13,000,000
Year ending 31 March 1984	11,879,791	26,430,000	13,000,000
Year ending 31 March 1985	87,377,027	25,594,000	13,000,000

Sinking funds

The Minister of Finance of the Province of New Brunswick, as Trustee for the Commission, maintains a sinking fund for all debenture issues requiring same. Sinking fund investments are carried at cost, and the earnings are reflected in the Commission's income. Commission debentures held in the fund are not cancelled until maturity.

Issues of debentures of the Commission requiring annual redemption for sinking fund purposes provide that the Commission may satisfy its obligation by purchasing outstanding debentures of the respective issues at any time at prices not exceeding 100% of the principal amount thereof. The debentures so used to satisfy sinking fund obligations are cancelled with notification to the Minister of Finance and are not reissued. Any profit or loss resulting from such transactions is reflected in income.

6. Reserves

	1980	1979
Water equalization	$67,312,103	$31,632,134
Insurance	7,500,000	7,500,000
Total reserves	$74,812,103	$39,132,134

Water equalization reserve

In order to equalize the effects on generation cost due to fluctuations in water flows, the Commission annually charges or credits income with an amount calculated to adjust generation costs to an average monthly water condition. The calculation is based on historical water flow data compiled over a period of 35 years. The offsetting debit or credit is included in the water equalization reserve account. In addition, as the hydro generating capacity of the Commission or the costs of alternate

sources of supply increase, the reserve is increased periodically by appropriations from earnings invested in the business as the Commission deems advisable. Total appropriations to the reserve amounted to **$66,000,000** as at **31 March 1980** which represents the current cost of replacing hydro generation should the lowest historical water flow conditions for a consecutive three year period recur.

Insurance reserve

This reserve has been established as a self-insurance fund to complement the insurance coverage maintained with insurance companies. The Commission, as it deems advisable, increases the reserve by appropriations from earnings invested in the business.

7. Capital commitments

The Commission is constructing a single 630,000 kilowatt unit nuclear generating station at Point Lepreau. Commercial operation of the unit is currently scheduled for late 1981 conditional on the satisfactory completion of repairs found to be necessary to the steam generators. Estimated costs to this completion date on the basis of the Commission bearing the total costs accruing from the repairs to the faulty generators is $1,160,000,000. The Commission plans, however, to claim against their supplier to recover costs associated with the generator repairs. Expenditures to **31 March 1980** and 31 March 1979 were **$878,978,800** and $566,400,168 respectively. The Government of Canada was committed and has loaned to the Commission $350,000,000 towards the cost of construction.

The possible creation of a Maritime Energy Corporation continues to be an item of regional interest. Progress towards its actual incorporation has been slow due to the complexity of issues which must be resolved among the federal government, the three provincial governments and the three power utilities involved. Responsibilities of such a Corporation would include planning, financing, construction and operation of new power facilities of regional significance.

It is estimated that during the fiscal year ending 31 March 1981 a total of $259,063,162 will be expended on capital projects.

8. Contingent liability

The Commission, to be assured of an adequate supply of coal, has guaranteed payments of N.B. Coal Limited, a corporation controlled and owned by the Crown in right of the Province, under a loan obligation and lease agreement for the acquisition of a dragline for use in mining coal. The maximum potential exposure over a 20 year period is $35,000,000. In exchange for its guarantee, the Commission is entitled to the total coal production at cost and to an assignment of the dragline and associated mining rights should N.B. Coal Limited default under any terms of the lease agreement.

9. Subsequent event

On 15 May 1980, the Commission issued $75,000,000 of 13-3/4% debentures maturing 15 May 1985, exchangeable at the option of the holders to debentures maturing 15 May 1990, payable in Canadian dollars.

10. Short-term line of credit

The Commission has bank lines of credit guaranteed by the Province of New Brunswick for short-term borrowings totalling $119,000,000. The amount of such short-term borrowings at **31 March 1980** was **$6,250,000** and is reflected on the balance sheet, together with outstanding cheques, under the caption "Bank Indebtedness".

Auditors' Report

Touche Ross & Co.
Chartered Accountants

The Honourable Richard B. Hatfield,
Premier of the Province of New Brunswick,
Fredericton, New Brunswick.

Sir:

We have examined the balance sheet of The New Brunswick Electric Power Commission as at 31 March 1980 and the related statements of income, earnings invested in the business and changes in financial position for the year then ended. Our examination was made in accordance with generally accepted auditing standards, and accordingly included such tests and other procedures as we considered necessary in the circumstances.

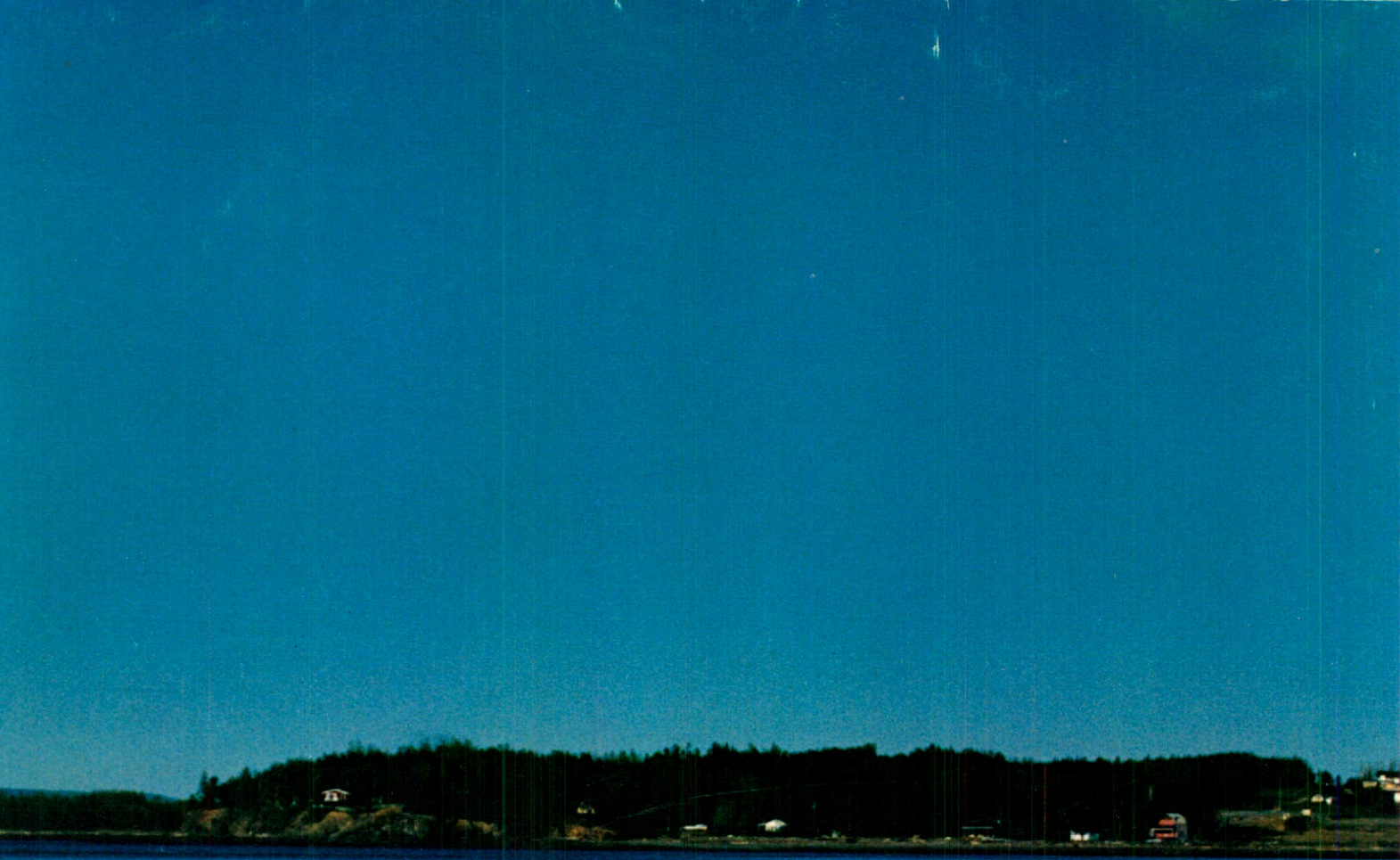
In our opinion, these financial statements present fairly the financial position of the Commission as at 31 March 1980 and the results of its operations and the changes in its financial position for the year then ended in accordance with generally accepted accounting principles applied, except for the change, with which we concur, in the method of accounting for foreign currency transactions as described in Note 2, on a basis consistent with that of the preceding year.

Touche Ross & Co.

Chartered Accountants

Fredericton, N.B.,
June 27, 1980.

191 PROSPECT STREET WEST - SUITE 306 - FREDERICTON, NEW BRUNSWICK E3B 2T7 - TELEPHONE (506) 455-0340



ISSN 0382-2974

La Commission d'Énergie Électrique du Nouveau-Brunswick

RAPPORT ANNUEL 1980

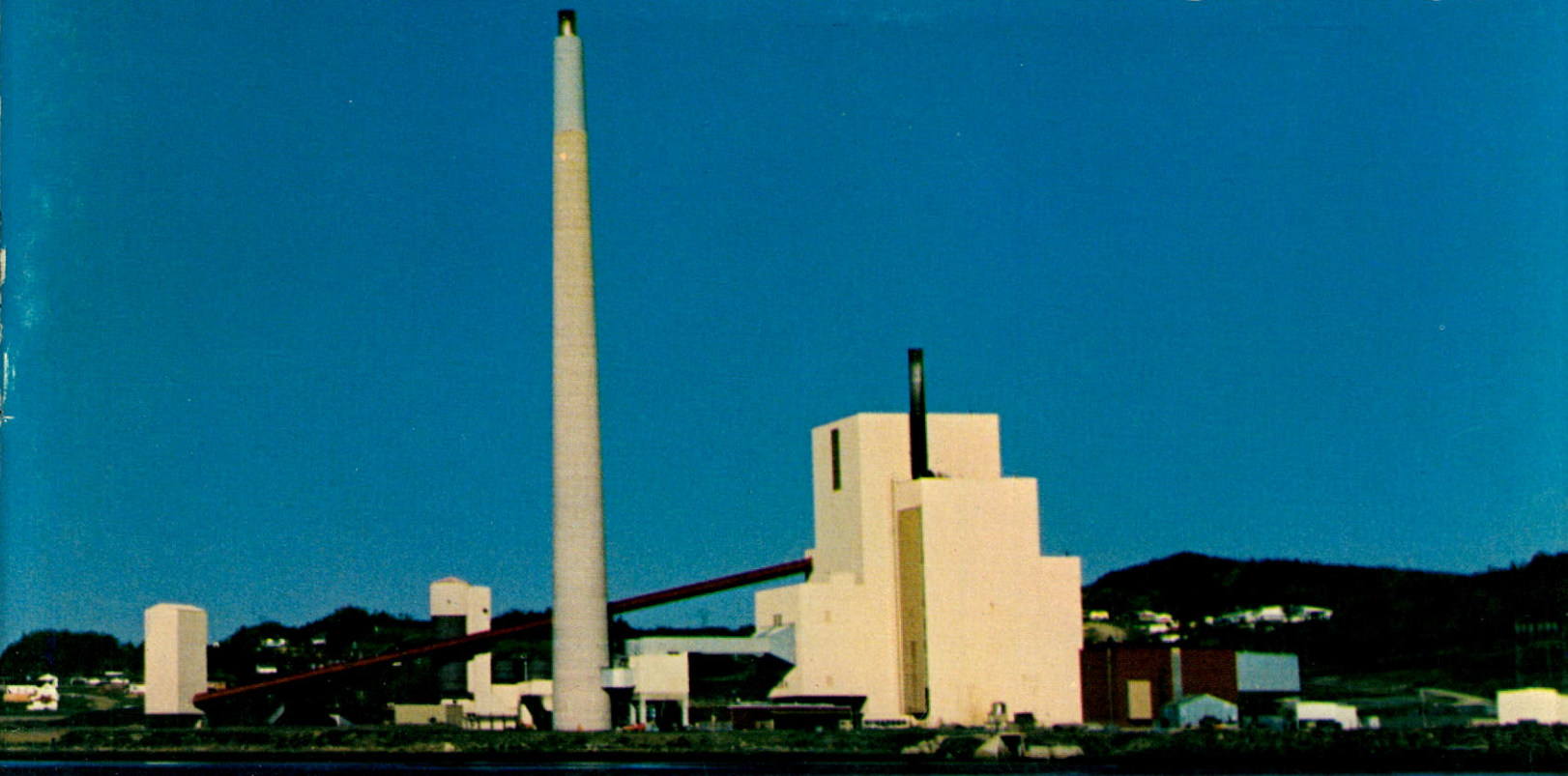


Table des matières

Commentaires du président 2
Exploitation 3
Accroissement des immobilisations 4
Finances 6
Personnel 8
Planification 9
Carte du réseau 11
Bilan de la production et des ventes 12
Etats financiers 14

La couverture: L'addition de 200 000 kW récemment terminée à Dalhousie a commencé à produire de l'électricité pendant l'année.

Organigramme

La Commission

L'hon. G. W. N. Cockburn, C.R., président
Louis E. Landry, vice-président
Jean C. Chiasson, commissaire
Hugh Morris, commissaire
Mme Owen Smith, commissaire
Wilson Weldon, commissaire
P. J. Burns, secrétaire de la Commission

A. J. O'Connor, directeur général
L. D. Corbett, adjoint au directeur général
G. H. D. Ganong, directeur, Génie & Construction
F. C. MacLoon, directeur, Aménagement & Exploitation des réseaux
B. J. MacMillan, directeur, Approvisionnement & Services
H. V. McIntyre, directeur, Personnel & Relations de travail
R. A. Toner, directeur, Distribution & Service commercial
R. D. Brown, trésorier

De gauche à droite: Jean C. Chiasson, Hugh Morris, l'honorable G. W. N. Cockburn, Louis E. Landry, Mme Owen Smith, Wilson Weldon.

le 27 juin 1980

A Son Honneur H. J. Robichaud
Lieutenant-gouverneur du
Nouveau-Brunswick

Plaise à Votre Honneur,

La Commission d'énergie électrique du Nouveau-Brunswick a l'honneur de vous présenter, conformément à la Loi sur l'énergie électrique, chapitre E-5 des Lois révisées du Nouveau-Brunswick de 1973, le rapport suivant pour la période de douze mois se terminant le 31 mars 1980.

Respectueusement soumis,

G. W. N. Cockburn, C.R., président
La Commission d'énergie électrique
du Nouveau-Brunswick

HOWARD ROSS LIBRARY
OF MANAGEMENT
SEP 1 1981
ILL UNIVERSITY

Commentaires du président

L'année qui vient de se terminer, l'une des plus mouvementées et des plus stimulantes des soixantes années d'existence de la Commission, a été le témoin d'un appel record de puissance sur le réseau, de la mise en circuit de nouveaux groupes générateurs et de l'augmentation des revenus résultant de ventes à l'exportation plus élevées.

Les revenus pour l'année ont augmenté de $87.5 millions pour atteindre $410.0 millions, surtout en raison de l'augmentation imprévue des ventes à l'exportation et le bénéfice net a augmenté de $26.3 millions pour atteindre $43.1 millions. Ces ventes favorables, principalement aux abonnés de la Nouvelle-Angleterre, ont prouvé encore une fois les considérables avantages réciproques des interconnexions.

Un examen des activités de la Commission au cours de la dernière décennie illustre d'une manière dramatique les obstacles formidables résultant de l'inflation provoquée par le pétrole. La facture annuelle de la Commission pour le pétrole s'est multipliée par vingt-sept pendant cette décennie tandis que ses dépenses totales, y compris pour le combustible, sont huit fois plus élevées par rapport à la valeur de 1970. Pendant la même période, la consommation totale de kilowatt-heures par les abonnés a seulement triplé. Par conséquent, il a fallu réviser considérablement les tarifs afin de faire face aux importantes contraintes financières qui ont affecté les économies du Nouveau-Brunswick et du Canada pendant la deuxième moitié de la décennie.

En débutant les années 80, la Commission continuera de mettre en oeuvre son plan pour diminuer la dépendance du Nouveau-Brunswick à l'égard du pétrole importé pour la production de l'électricité. Ce plan à long terme, commencé au début des années 70, comprend l'utilisation du combustible nucléaire, une plus grande utilisation du charbon de la province, la mise en valeur de ressources hydro-électriques additionnelles, le renforcement des interconnexions et les programmes de sensibilisation du public afin d'encourager l'utilisation rationnelle de l'énergie.

Dans le cadre de ce plan d'ensemble en cours, des nouveaux groupes hydrauliques et alimentés au charbon ont été raccordés au réseau pendant l'année et la construction des installations nucléaires de la Commission à Pointe-Lepreau a progressé rapidement. On s'est aussi engagé à augmenter la hauteur de chute utile à la centrale hydro-électrique de Mactaquac aussitôt que des ententes seront conclues avec les municipalités et les propriétaires concernés.

Je recommande la lecture attentive de ce rapport à toutes les personnes concernées. Les résultats des activités de l'année n'auraient pas été possibles sans l'énergie et le dévouement continuels des membres de la Commission, de la direction et du personnel pendant l'année.

G. W. N. Cockburn, C.R., président
La Commission d'énergie électrique
du Nouveau-Brunswick

Exploitation

La puissance appelée du réseau a enregistré une pointe brute sans précédent de 2 158 600 kilowatts le 18 décembre 1979, dépassant la pointe brute antérieure de 5.3%. La pointe nette de 1 404 400 kilowatts est survenue le 19 décembre 1979 cette année. Ceci était 2% de moins que la pointe nette de l'année précédente, reflétant l'hiver clément, les économies d'énergie par la plupart des consommateurs et un réseau de transport plus efficace pour livrer l'énergie.

Le volume global de la production et des achats d'énergie a atteint une nouvelle pointe, s'élevant à 12 451 364 990 kilowattheures, 11.3% de plus que l'année précédente. Cette augmentation était possible grâce aux transactions par les interconnexions et à la disponibilité satisfaisante de production efficace. La production d'énergie par les groupes thermiques et hydrauliques de la Commission était de 6 267 018 960 kilowattheures et de 2 519 004 700 kilowattheures respectivement, représentant des augmentations pour l'année de 13.7% pour l'énergie thermique et de 23.6% pour l'énergie hydraulique.

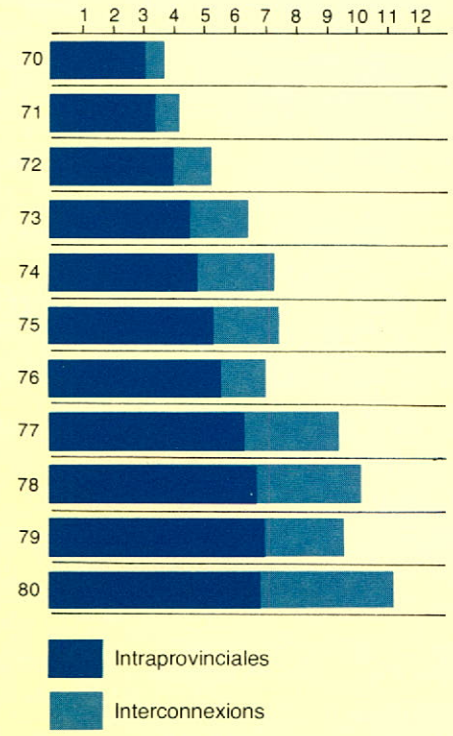
Les achats d'énergie pour l'année étaient plus élevés que prévu et s'élevaient à 3 658 912 030 kilowattheures, une augmentation dépassant légèrement 1%. L'Hydro-Québec a fourni 98% de cette énergie, toute sur une base interruptible.

Les pertes du réseau ont été diminuées de 147 206 557 kilowattheures ou 23.3% pendant l'année; ceci a été accompli en partie au moyen du prolongement du réseau de transport à 345 000 volts et de l'installation de nouveaux transformateurs d'attache à Salisbury et Keswick. D'autres réductions sont prévues dans ce domaine lorsqu'un programme pour l'isolation d'environ 50 bâtiments renfermant de l'appareillage blindé compartimenté sera terminé au cours de la prochaine année financière.

Les ventes d'énergie aux entreprises d'électricité du Maine, de l'Ile-du-Prince-Edouard et de la Nouvelle-Ecosse s'élevèrent à 4 326 851 900 kilowattheures, donnant une augmentation de 52.5% pour l'année.

La consommation d'énergie par les abonné d'usage général et de vente en bloc indiquait des augmentations respectives de 4.3% et de 2.2% pour l'année tandis que la consommation des secteurs industriel et domestique a baissé de 6.8% et de 1.8%. La diminution considérable de la consommation d'énergie industrielle était le résultat direct d'une grève qui a causé la fermeture d'une papeterie pendant sept mois; cette grève était aussi le plus important facteur unique qui a mené à une diminution de 2.9% de la consommation totale à

Total des ventes 1970-1980
(en milliards de kilowattheures)



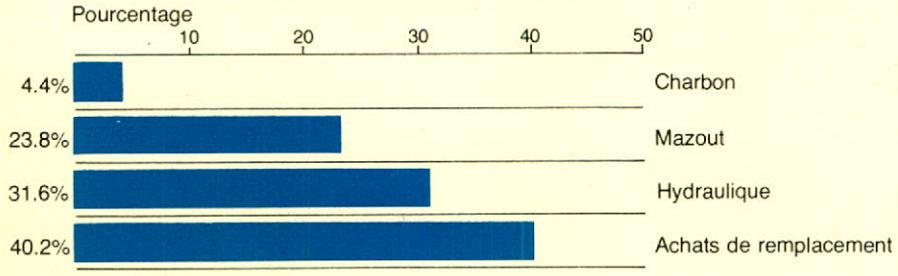
Le releveur de compteur David MacLaggan conduit une voiture compacte à moteur diesel afin d'économiser l'essence. ▼

l'intérieur de la province. Un temps exceptionnellement doux pendant l'hiver et les efforts des abonnés pour économiser l'énergie ont contribué à une légère baisse de la consommation domestique. Il est significatif que parmi environ 12 000 abonnés domestiques contactés pour un relevé des appareils électriques en 1979, 96% des répondants ont indiqué qu'ils avaient pris des mesures afin de diminuer la consommation énergétique de leur demeure.

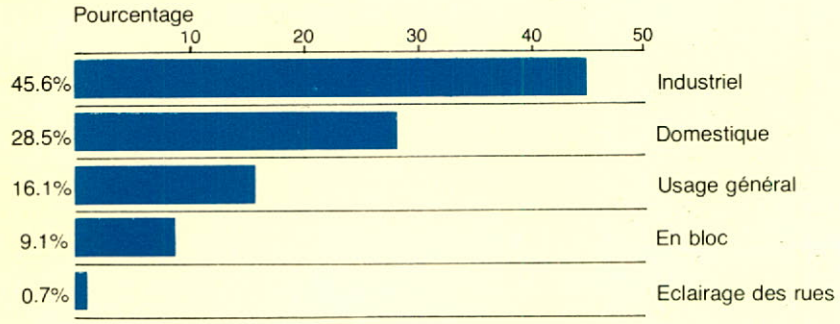
Toutes les catégories de service ont éprouvé une croissance des comptes d'abonnés, le secteur industriel indiquant le taux d'augmentation le plus élevé de 7.5%. La croissance globale des abonnés pour l'année s'est chiffrée à 4.3%, augmentant le nombre total des abonnés desservis par le réseau à 221 204.

Il y a eu une diminution de 18.3% du nombre d'interruptions de courant pendant l'année. En plus du temps doux, un des principaux facteurs de cette amélioration du service aux abonnés était l'investissement continuel de la Commission dans de l'équipement et des systèmes conçus afin d'empêcher les interruptions et de rétablir le service rapidement lorsque les interruptions se produisent.

Approvisionnement intraprovincial 1980



Ventes intraprovinciales 1980

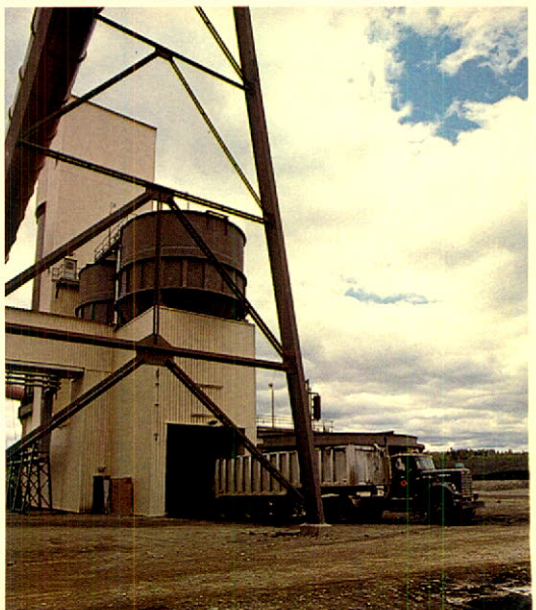


Accroissement des immobilisations

Trois nouveaux groupes générateurs ayant une puissance totale de 400 000 kilowatts ont été mis en service commercial pendant l'année tandis que deux groupes thermiques de 6 750 kilowatts à la centrale de Grand Lake 1 ont été mis hors service. Deux groupes hydrauliques, de 100 000 kilowatts chacun, ont été installés à Mactaquac, achevant l'agrandissement de la centrale et atteignant sa puissance théorique de 600 000 kilowatts. Ces nouveaux groupes permettront la récupération d'énergie additionnelle du réseau du fleuve Saint-Jean pendant les périodes de débits élevés et fourniront une puissance additionnelle afin de répondre aux charges de pointe pendant toute l'année. Un groupe thermique de 200 000 kilowatts, capable de consommer du charbon ou du mazout, a été mis en service à la centrale de Dalhousie, augmentant la puissance de cette centrale à 300 000 kilowatts. Ce groupe polyvalent double la capacité de consommation du charbon par le réseau. A la fin de l'année, la puissance installée des centrales de la Commission s'élevait à 2 526 576 kilowatts.

A la centrale nucléaire de Pointe-Lepreau, on a fait des progrès considérables dans tous les domaines et les travaux se concentrent sur l'achèvement des contrats mécaniques et électriques. Les travaux sur

Nouvelles installations de manutention du charbon à Dalhousie.



le chantier ont été accélérés au maximum, et, à la fin de l'année, plus de 80% de la construction était achevée. Les principaux travaux de construction terminés comprennent les installations d'épuration de l'eau, la structure de reconcentration de l'eau lourde et le poste de pompage et les tunnels pour le système de l'eau de refroidissement. On a aussi fait des progrès importants sur l'installation des systèmes d'eau lourde de la centrale. On procède aux essais précédant la mise en service de chaque système à mesure qu'il est terminé.

Bien que la découverte de tubes défectueux dans tous les générateurs de vapeur récemment construits au Canada par Babcock et Wilcox Limitée ait retardé la mise en service commercial de la centrale de Pointe-Lepreau jusqu'à la fin de 1981, le fabricant et l'Energie Atomique du Canada Limitée, le fournisseur de la Commission, ont conclu un accord final pour la réparation des générateurs de vapeur. Cet accord ne mentionne pas la question des coûts additionnels de la Commission qui a retenu ses droits légaux et qui tient le fournisseur responsable de ces coûts additionnels. Des conceptions et des procédés spécialement mis au point seront utilisés pour accélérer la réparation des quatre générateurs qui seront équipés de nouveaux tubes et de nouvelles plaques de fixation en acier inoxydable au chantier de Pointe-Lepreau.

La réfection des installations de transport et de distribution s'est continuée; 187 kilomètres de lignes de transport (à 69,138 et 345 kV) ont été mis en service pendant l'année. La puissance d'une interconnexion actuelle avec la Maine Public Service Company a été augmentée de 69 000 à 138 000 volts, doublant effectivement sa capacité de transfert d'énergie. Neuf nouveaux postes ont été ajoutés au réseau afin d'améliorer la fiabilité de service des abonnés et plusieurs postes actuels ont été reconstruits et leur puissance a été augmentée.

En septembre, un câble sous-marin à 69 kilovolts de 18 kilomètres a été mis sous tension, reliant Grand Manan, Deer Island et Campobello dans la baie de Fundy au réseau de transport de la Commission sur la terre ferme. Ce câble de 15 000 kilowatts fournit l'énergie à environ 1 000 abonnés de ces îles.

La grue à benne traînante Marion de la NB Coal, en exploitation près de Minto, est capable de fournir environ 270 000 tonnes de charbon par année à la centrale de Dalhousie. ►

Stocks de charbon en réserve à Dalhousie, la plus grande centrale alimentée au charbon sur le réseau de la Commission. ▼

Finances

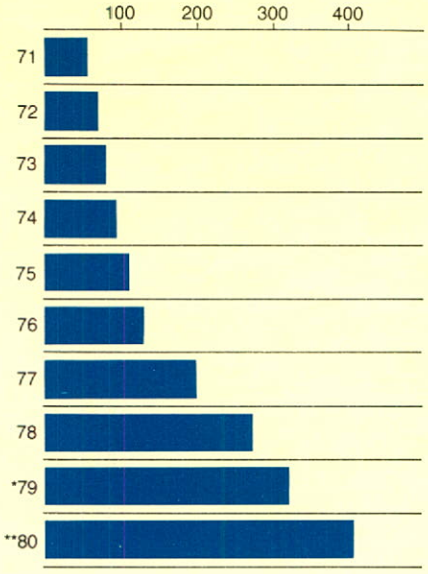
Le revenu global s'est élevé à $410.0 millions, une augmentation de $87.5 millions par rapport à l'année précédente. Cette augmentation considérable résulte surtout d'une hausse de $47.7 millions des revenus provenant des ventes par les interconnexions aux entreprises d'électricité de la Nouvelle-Angleterre et aux provinces avoisinantes et d'une hausse de $39.8 millions des revenus à l'intérieur de la province.

Les coûts du combustible et de l'énergie achetée ont augmenté de $33.3 millions pour un total de $192.9 millions. Les frais d'exploitation et d'entretien et les frais généraux ont diminué de $0.4 million pour passer à $70.9 millions en raison du contrôle rigoureux des frais d'exploitation et de l'amélioration des niveaux du rendement d'exploitation des centrales. L'amortissement a augmenté de $4.1 millions pour atteindre $31.4 millions, surtout en raison de la mise en service du groupe 2 de la centrale de Dalhousie, des groupes 5 et 6 de la centrale de Mactaquac et des postes d'arrivée, des postes auxiliaires et des lignes de transport additionnels. Les frais nets d'intérêt, y compris l'amortissement du change non réalisé tel qu'expliqué dans la note 2 des notes complémentaires, ont augmenté de $13.5 millions pour un total de $70.3 millions. Cette augmentation était moins élevée que prévue en raison des emprunts effectués par la Commission en avance de ses besoins, lui permettant de faire des placements à des niveaux sans précédent des taux de placements à court terme, et du redressement à la fin de l'année du dollar canadien par rapport au franc suisse.

Les débits des cours d'eau pour l'année étaient légèrement au-dessus de la normale et un montant de $1.4 million a été porté au compte de la division de l'exploitation et affecté à la réserve pour fluctuations dans les conditions hydrauliques.

Le bénéfice net de cette année s'est élevé à $43.1 millions, $26.3 millions de plus que l'année précédente. Le montant des bénéfices conservés dans l'entreprise est passé à $69.6 millions après une affectation de $34.3 millions à la réserve pour

Revenu global
(en millions de dollars)



Circuit de dilatation thermique du système de réchauffage de la chaudière à Pointe-Lepreau. ◄

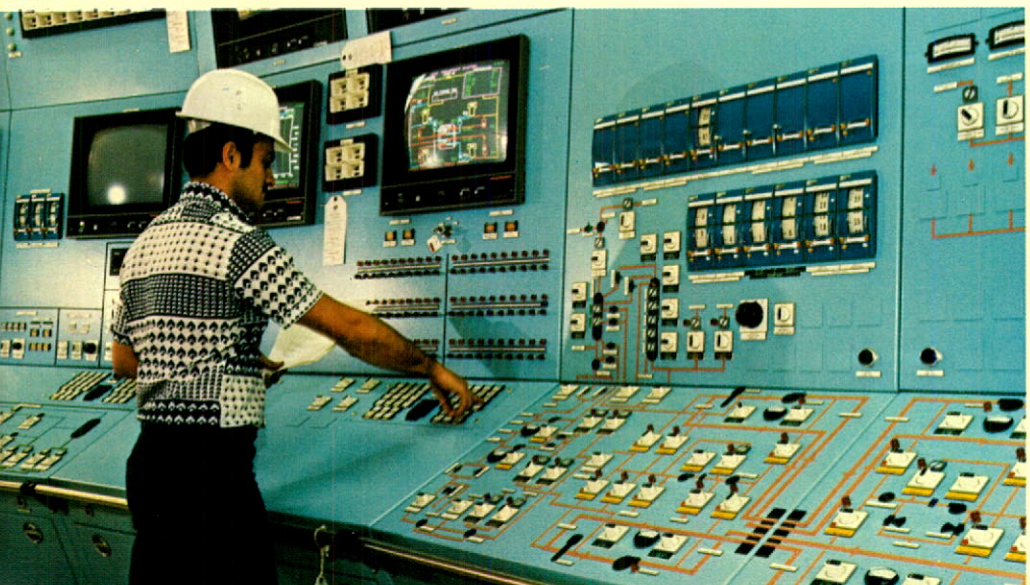
Panneau de commande du réacteur de Pointe-Lepreau. ▼

L'achèvement des groupes 5 & 6 de Mactaquac pendant l'année a augmenté la puissance de la centrale jusqu'à sa puissance théorique de 600 000 kW. ►

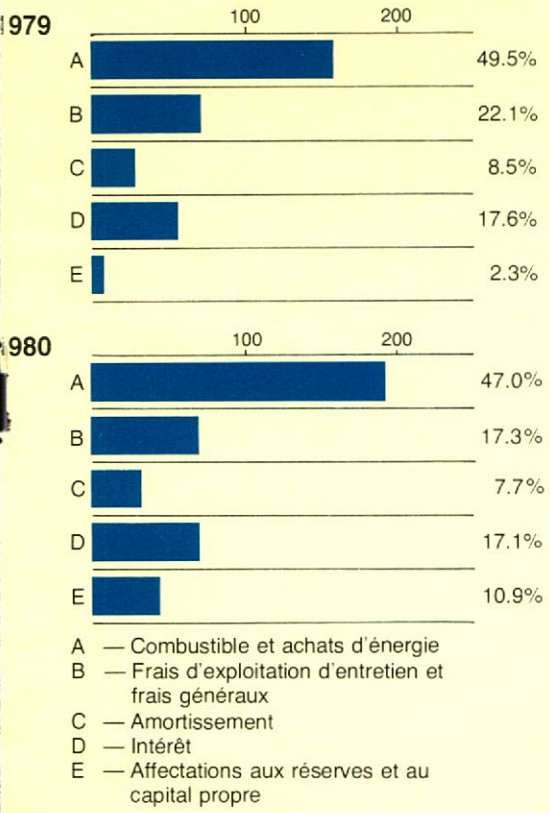
Salle des turbines de Mactaquac. ►►

Principaux points finan

Revenu global
Total des dépenses et des affectations
Impôt foncier et commercial
Taxes provinciales sur les ventes
Traitements et salaires
Immobilisations, y compris les travaux en cou
Bénéfice net de l'exercice



Répartition des revenus
(en millions de dollars)



A — Combustible et achats d'énergie
B — Frais d'exploitation d'entretien et frais généraux
C — Amortissement
D — Intérêt
E — Affectations aux réserves et au capital propre

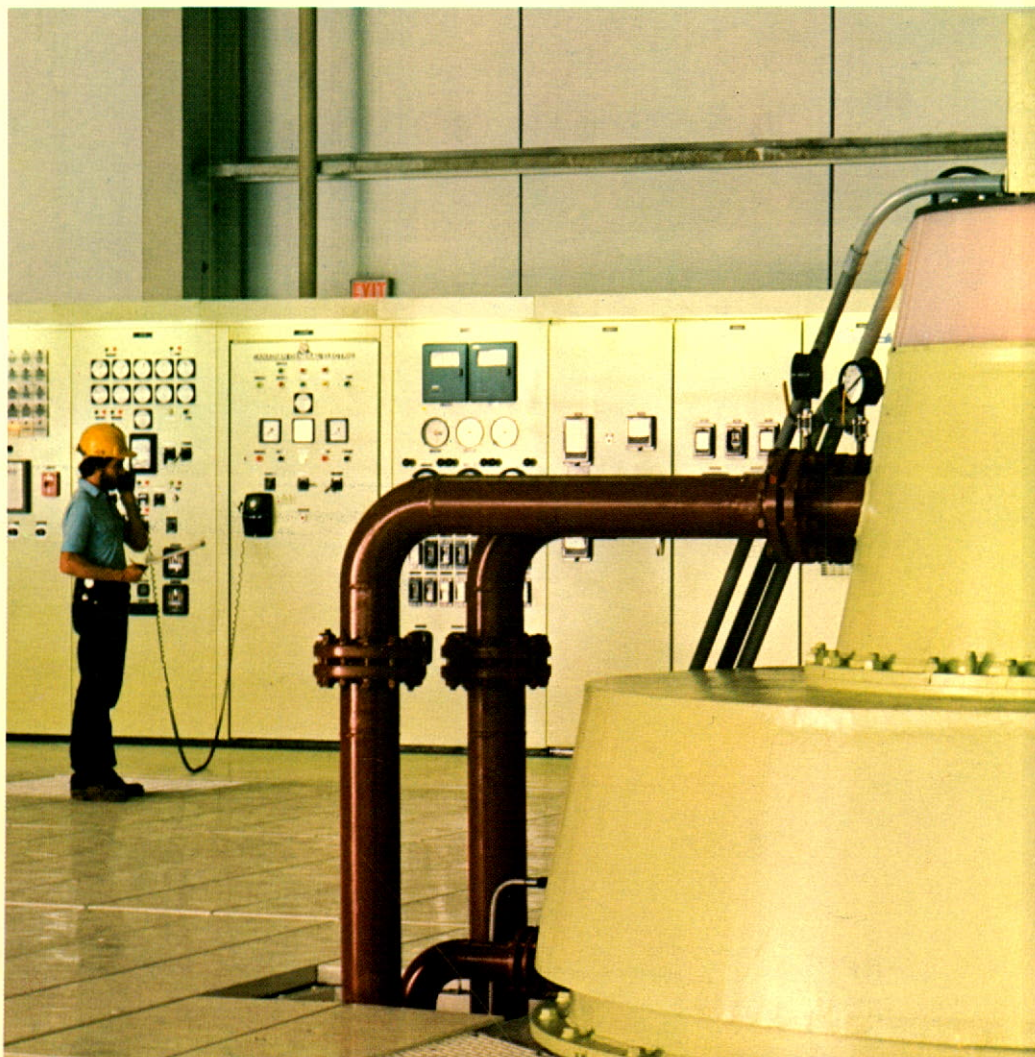
fluctuations dans les conditions hydrauliques. Cette affectation a fait passer la réserve à un montant calculé afin d'être suffisant, en se basant sur les coûts actuels subventionnés du combustible, pour remplacer la production hydraulique si les plus faibles débits d'eau enregistrés pendant une période de trois années consécutives se reproduisaient.

Le total des dépenses en immobilisations pour l'année financière était de $376.1 millions qui comprenait: $312.6 millions pour la centrale de Pointe-Lepreau, y compris $43.9 millions pour l'eau lourde et $4.6 millions pour le combustible nucléaire; $23.1 millions pour le groupe 2 de la centrale de Dalhousie; $6.3 millions pour les groupes 5 et 6 de la centrale de Mactaquac et $34.1 millions pour les autres additions et modifications des centrales. Afin d'obtenir des fonds pour le programme de construction d'immobilisations en cours, les emprunts suivants ont été contractés: $50.0 millions se composant de débentures à 11 1/4% pour dix ans avec un fond d'amortissement et $50.0 millions se composant de débentures à 11 1/4% pour vingt-cinq ans avec un fond d'amortissement qui ont tous les deux été émises en privé au Canada le 10 janvier 1980; $75.0 millions se composant de débentures à 13 1/4% pour cinq ans qui ont été émises publiquement au Canada le 17 mars 1980. D'après les dispositions de l'entente pour le financement de la centrale de Pointe-Lepreau, une avance a été reçue et un billet a été remis à l'Energie Atomique du Canada Limitée pour $64.9 millions le 9 août 1979. Au 31 mars 1980, le maximum de $350.0 millions avait été atteint et un billet de renouvellement pour ce montant à un taux d'intérêt de 9.7064% a été remis à l'Energie Atomique du Canada Limitée d'après les dispositions de l'entente.

La Commission, afin de permettre une plus grande flexibilité de la gestion de sa marge d'autofinancement et du financement de son programme de construction, a augmenté ses marges de crédit bancaire pour les emprunts à court terme, garantis par la province du Nouveau-Brunswick, à $119.0 millions. Au 31 mars 1980, ces emprunts s'élevaient à $6.3 millions.

nciers

	1980	1979
	$ 409,957,872	$ 322,503,472
	401,097,381	315,936,816
	10,572,351	9,564,216
	2,352,498	1,835,137
	54,222,982	51,980,165
irs	**2,063,974,786**	1,691,082,393
	43,111,518	16,791,860



Personnel

Les négociations de contrats avec deux unités de négociation de la F.I.O.E. ont débuté pendant l'année avant l'expiration de leurs conventions collectives respectives en décembre 1979. A la fin de l'année, les négociations avaient été terminées de façon satisfaisante et des ententes avaient été conclues avec la section locale 1733 (préposés à l'exploitation non-surveillants) et la section locale 2309 (techniciens non-surveillants). Chaque entente est pour une période de trois ans se terminant le 31 décembre 1982.

Au 31 mars 1980, la Commission comptait 2 508 employés permanents et temporaires, ce qui est 4.8% de moins que l'année précédente. La diminution du personnel résultait surtout de l'achèvement d'importants projets de construction à Dalhousie et à Mactaquac.

Le groupe d'exploitation nucléaire de Pointe-Lepreau a continué d'accorder une grande importance à la formation du personnel de la centrale. A la fin de la période de rapport, un nombre considérable des examens d'autorisation du personnel clé de la centrale avaient été terminés de façon satisfaisante. Soixante-deux nouveaux employés se sont joints au personnel d'exploitation nucléaire, augmentant le total à 188 ou environ 75% des effectifs nécessaires pour exploiter la centrale de Pointe-Lepreau.

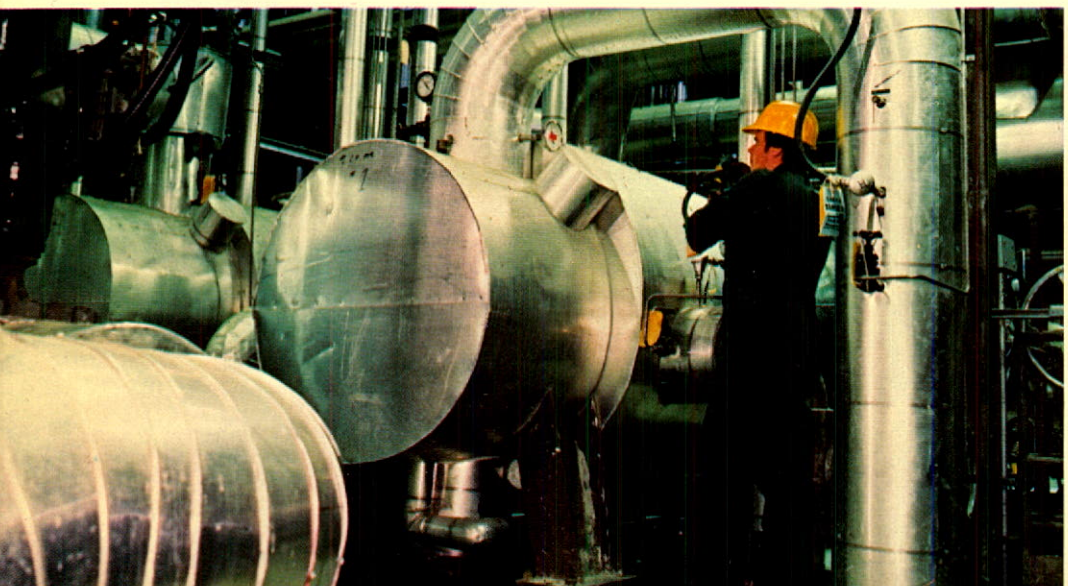
Les programmes de santé et de sécurité pour les employés ont été modifiés et développés pendant l'année et une nouvelle campagne de sensibilisation du public afin de promouvoir la sécurité électrique dans la province était au stade des dernières mises au point à la fin de l'année.

La formation du personnel s'est continuée d'une façon intense pendant toute cette période; plus de 900 employés ont participé à des cours se rapportant à la santé et à la sécurité du travail et près de 1 000 ont pris part à des cours de perfectionnement professionnel afin d'améliorer leurs compétences.

Glen DeWitt (à gauche) et Harold Haines du Service des méthodes mettent à l'essai des techniques de travail combinant de l'équipement de recouvrement en caoutchouc et des perches isolantes. ◄

L'opérateur Barry Irvine de la centrale de Dalhousie ouvre une soupape qui met en service un réchauffeur de l'eau d'alimentation. ▼

Le directeur de la centrale, Ed Murphy (à gauche) et le chauffeur A. Ivan Robichaud discutent des instruments de mesure pour une série d'essais de combustion d'une boue de charbon et de mazout qui se poursuivent à la centrale de Chatham. ►

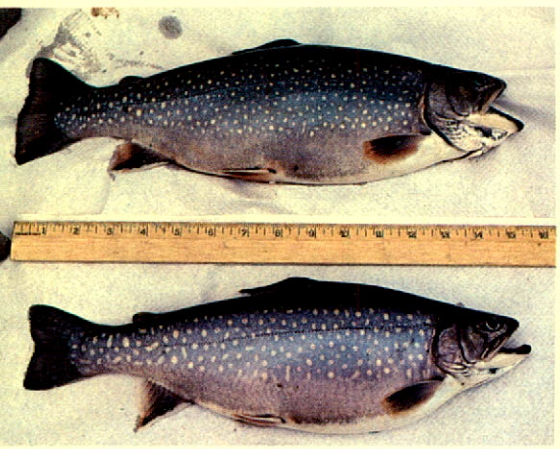


Planification

Des discussions et des négociations se poursuivirent pendant toute l'année entre les trois provinces Maritimes et le gouvernement fédéral relativement à la formation d'un Société d'énergie des Maritimes.

Bien que la demande à l'intérieur de la province pendant la dernière année financière ait diminué de 2.9% par comparaison avec 1979, ceci a surtout résulté d'une grève affectant l'un des principaux abonnés industriels de la province, des économies d'énergie et d'un hiver exceptionnellement clément. Lorsqu'on tient compte de ces facteurs et des additions prévues au réseau pour augmenter l'efficacité et réduire les pertes, la véritable augmentation de la croissance de la charge était d'environ 4% au cours de la dernière année financière. Cette hausse modérée se compare à un taux historique de croissance de presque 12% et reflète la lenteur prolongée de l'économie, les changements dans les coûts de l'énergie et les efforts des abonnés pour économiser l'énergie. L'achèvement des installations additionnelles de production à Mactaquac et à Dalhousie, l'aménagement de Pointe-Lepreau, le retour d'une tranche de 400 000 kilowatts de la production de Coleson Cove en 1985-1986 et les possibilités d'achat des entreprises avoisinantes permettront à la Commission de répondre à la croissance actuellement prévue de la demande jusqu'à peu près 1990. Entre-temps, la Commission examinera les façons de diminuer davantage l'utilisation du pétrole pour la production d'énergie. On prévoit que la croissance à long terme de la demande sera de 4.3% par année pendant les 15 prochaines années.

Pour les années 90 et plus tard, plusieurs choix s'offrent à la Commission pour des additions possibles au mélange de production. Ceux-ci comprennent l'aménagement de nouvelles interconnexions, la mise en valeur du charbon et de la tourbe de la province, le réaménagement de certaines centrales hydro-électriqus actuelles, l'aménagement de nouveaux emplacements hydro-électriques et l'accroissement de la production nucléaire. Ces choix continueront d'être évalués soigneusement dans le but de maximiser l'utilisation des ressources de la province et des ressources renouvelables et de minimiser la consommation de pétrole importé.



Truites saumonées élevées dans l'eau chaude dégagée par la centrale de Grand Lake. ▲

Les saumons de l'Atlantique et les truites saumonées élevés dans les réservoirs de cendres de Grand Lake fournissent des stocks pour la pêche sportive au Nouveau-Brunswick. ►

La recherche au sujet des méthodes de consommer des mélanges de charbon et de mazout dans les centrales alimentées au mazout et des procédés pour l'enlèvement du soufre et des cendres contenus dans le charbon s'est poursuivie à la centrale de Chatham. Les deux premières années de ce projet ont démontré qu'on pouvait consommer des mélanges contenant jusqu'à 25% de charbon en suspension dans le mazout dans la chaudière n° 1 de Chatham tandis que des expériences avec un procédé d'agglomération du charbon ont mené à l'enlèvement de jusqu'à 50% des cendres et 20% du soufre contenus dans le charbon brut. Le programme actuel de Chatham se concentre sur la solution des problèmes d'usure de l'équipement éprouvés pendant les essais précédents, ainsi que l'amélioration de l'efficacité du procédé d'agglomération. Une étude des possibilités techniques et économiques de transformer la chaudière n° 2 de Chatham pour l'alimentation par couche fluidisée a été terminée. On évalue actuellement la valeur de cette méthode comme technique d'enlèvement du soufre. On a tenu des discussions préliminaires avec les représentants du gouvernement fédéral afin d'étudier le financement possible d'un tel projet.

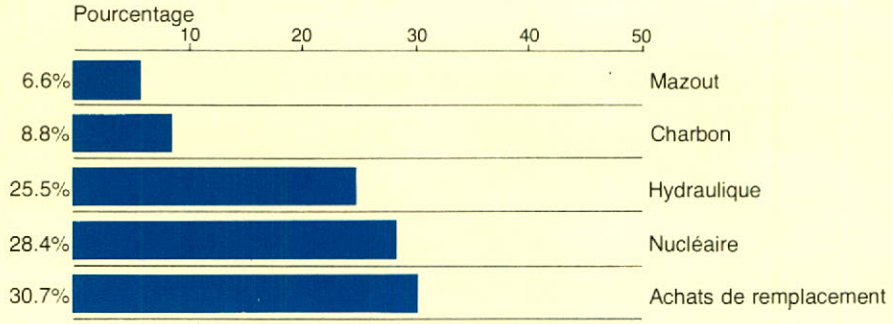
Plusieurs études conceptuelles pour la transformation de centrales thermiques alimentées au mazout à l'alimentation au charbon ont été effectuées pendant cette période dans le cadre du programme de la Commission afin de maximiser l'utilisation des combustibles de la région.

Un projet expérimental pour l'élevage des poissons élaboré au cours des dernières années à la centrale de Grand Lake était une complète réussite à la fin de sa première année d'exploitation à plein régime. Ce projet comprend l'élevage de truites et de saumons de l'Atlantique pendant l'automne et l'hiver dans les réservoirs de cendres réchauffés par l'eau chaude dégagée par la centrale de Grand Lake. Environ 73 000 truites et 27 000 saumons de l'Atlantique ont été élevés dans cette installation pendant la dernière année financière afin de fournir des stocks pour la pêche sportive au Nouveau-Brunswick. Ce projet est financé conjointement par l'Association canadienne de l'électricité, N.B. Coal, le ministère des Ressources naturelles du Nouveau-Brunswick et la Commission.

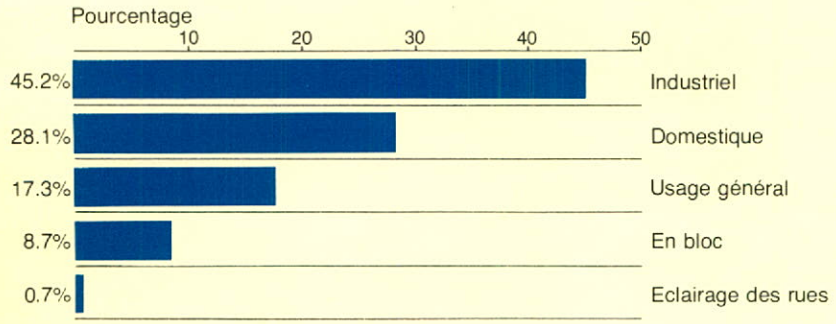
Une étude au sujet des systèmes de chauffage de l'eau a été développée, grâce au financement par l'Association canadienne de l'électricité, afin d'inclure la surveillance continuelle d'un total de 50 systèmes résidentiels. L'installation de nouveaux appareils de surveillance permettra aux chercheurs de mesurer simultanément l'énergie consommée et l'énergie livrée dans l'eau chauffée par des systèmes à l'électricité, au mazout, au gaz naturel et au gaz propane.

Le contrôle de la première maison expérimentale à consommation efficace d'énergie de la Commission a été terminée pendant cette période après une année de surveillance continuelle. Cette maison comprend des niveaux élevés d'isolation, un échangeur de chaleur dissipée afin de récupérer la chaleur de l'air évacué, une thermopompe du type eau à air pour le chauffage des locaux et des particularités de conception qui maximisent le chauffage solaire passif. Afin de sensibiliser le public aux façons d'économiser l'énergie, la Commission construira d'autres maisons expérimentales partout dans la province pendant la prochaine année financière. Ces maison présenteront les dernières techniques d'économie de l'énergie et dépasseront les plus récentes lignes directrices d'efficacité énergétique du gouvernement fédéral, de l'A.C.H.D.U. et de l'Association canadienne de l'électricité.

Prévision de l'approvisionnement intraprovincial 1986



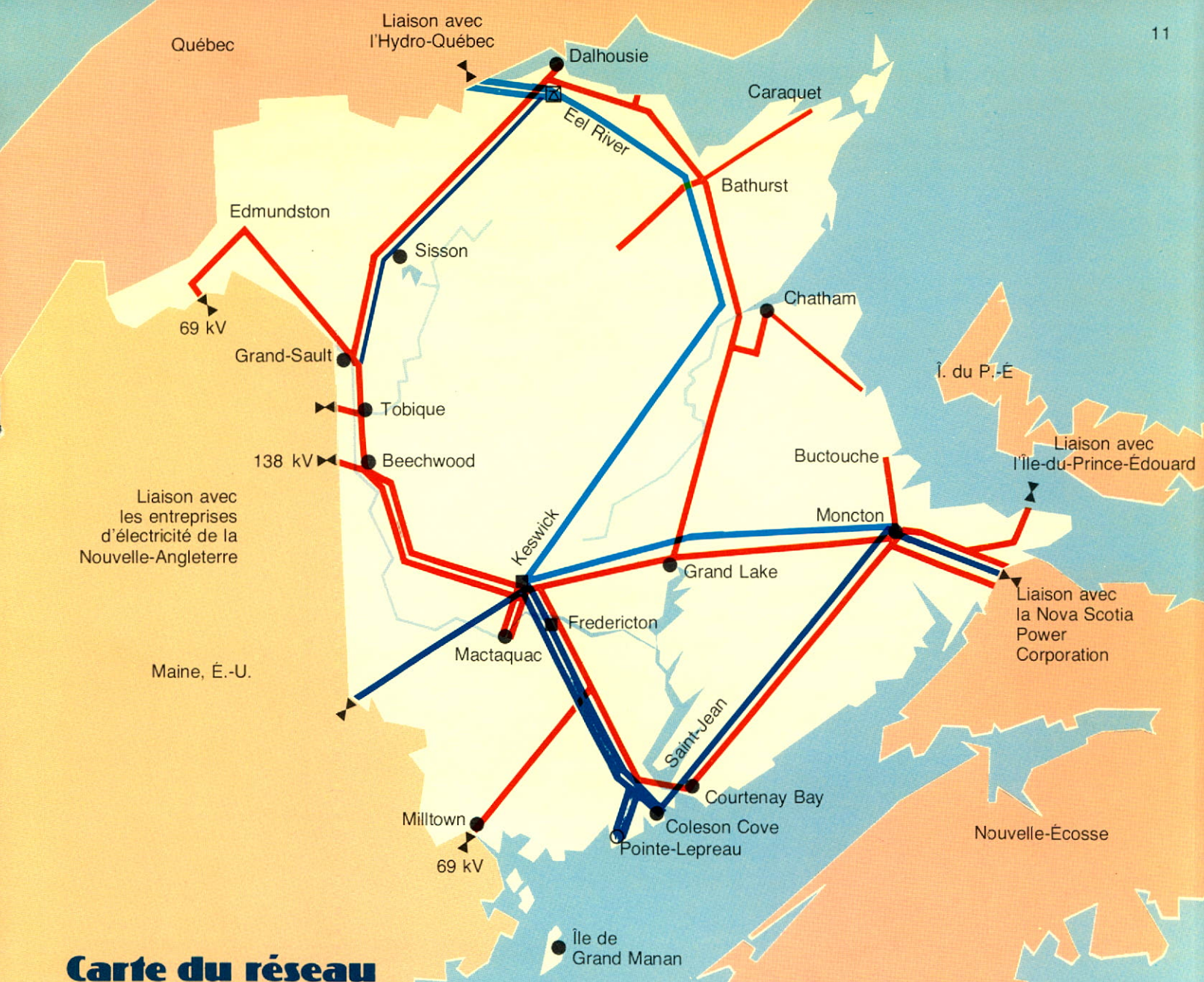
Prévision des ventes intraprovinciales 1986



G. W. N. COCKBURN, C.R. Président

A. J. O'CONNOR Directeur général

La Commission d'Energie Electrique du Nouveau-Brunswick



Carte du réseau

La Commission d'Énergie Électrique du Nouveau-Brunswick

Légende

- 345 kV
- 345 kV (Exploité à 138 kV)
- 230 kV
- 138 kV
- 138 kV (Exploité à 69 kV)
- ● En Service
- ○ En Construction
- ⊠ Poste Convertisseur HTCC
- ⋈ Interconnexions

Données des Centrales

	Nombre de groupes	Puissance installée (en kW)
HYDRO-ÉLECTRIQUES		
Mactaquac	6	600 000
Beechwood	3	115 000
Grand-Sault	4	63 000
Tobique	2	20 000
Sisson	1	10 000
Milltown	7	3 900
TOTAL — HYDRO	23	811 900
THERMIQUES		
Coleson Cove (Mazout)	3	1 005 000
Courtenay Bay (Mazout)	4	263 365
Dalhousie (Mazout/Charbon)	2	300 000
Grand Lake 2 (Charbon)	4	85 000
Chatham (Charbon/Mazout)	2	32 500
TOTAL — THERMIQUE	15	1 685 865
TURBINE A GAZ		
Moncton	1	25 000
TOTAL — TURBINE A GAZ	1	25 000
DIESEL		
Grand Manan	5	3 811
TOTAL — DIESEL	5	3 811
TOTAL GÉNÉRAL	44	2 526 576

Bilan de la production et des ventes

pour l'année financière terminée le 31 mars 1980

	1980 kilowattheures	1979 kilowattheures	Différence en kilowattheures	%
PRODUCTION				
Hydraulique	**2 519 004 700**	2 038 093 900	+ 480 910 800	+ 23.6
Thermique	**6 267 018 960**	5 512 710 000	+ 754 308 960	+ 13.7
Diesel	**6 429 300**	14 121 200	– 7 691 900	– 54.5
Achats	**3 658 912 030**	3 619 355 621	+ 39 556 409	+ 1.1
Production brute et achats	**12 451 364 990**	11 184 280 721	+ 1 267 084 269	+ 11.3
Service des centrales	**492 030 862**	436 829 915	+ 55 200 947	+ 12.6
Production nette et achats	**11 959 334 128**	10 747 450 806	+ 1 211 883 322	+ 11.3
Pertes — transformation et transport	**484 535 216**	631 741 773	– 147 206 557	– 23.3
Pertes — % de la production nette et achats	**4.1%**	5.9%		
Total de l'énergie distribuée	**11 474 798 912**	10 115 709 033	+ 1 359 089 879	+ 13.4
VENTES				
En bloc	**627 815 764**	614 158 621	+ 13 657 143	+ 2.2
Service industriel	**3 159 140 342**	3 389 776 111	– 230 635 759	– 6.8
Service général	**1 118 086 563**	1 072 372 604	+ 45 713 959	+ 4.3
Eclairage des rues	**49 269 771**	47 256 240	+ 2 013 531	+ 4.3
Service domestique	**1 975 428 248**	2,010,716 406	– 35 288 158	– 1.8
kWh par abonnement domestique	**(9 816)**	(10 186)		
Revenu moyen par kWh domestique	**4.67¢**	3.99¢		
TOTAL DES VENTES À L'INTERIEUR DE LA PROVINCE	**6 929 740 688**	7 134 279 982	– 204 539 284	– 2.9
Interconnexions	**4 326 851 900**	2 837 004 600	+ 1 489 847 300	+ 52.5
TOTAL GÉNÉRAL DES VENTES	**11 256 592 588**	9 971 284 582	+ 1 285 308 016	+ 12.9
Consommation interne	**492 424 571**	437 210 240	+ 55 214 331	+ 12.6
PERTES TOTALES	**702 347 831**	775 785 899	– 73 438 068	– 9.5
PRODUCTION BRUTE ET ACHATS	**12 451 364 990**	11 184 280 721	+ 1,267 084 269	+ 11.3

État des statistiques (exploitation et matérielles)

	31 mars 1970*	31 mars 1972*	31 mars 1975*	31 mars 1979*	**31 mars 1980**
Puissance installée (en kW)	1 032 286	1 050 326	1 151 326	2 140 326	**2 526 576**
Production brute - Achats - en kWh	4 196 431 200	5 894 230 858	8 532 237 370	11 184 280 721	**12 451 364 990**
Total de l'énergie distribuée — en kWh	3 845 776 960	5 481 760 526	7 684 313 478	10 115 709 033	**11 474 798 912**
Revenu global	$ 48,036,037	$ 68,797,638	$ 114,383,151	$ 322,503,472	**$ 409,957,872**
Total des dépenses et des affectations	$ 47,529,949	$ 68,190,854	$ 108,224,945	$ 315,936,816	**$ 401,097,381**
Immobilisations, y compris les travaux en cours	$ 389,457,753	$ 452,397,516	$ 678,888,091	$ 1,691,082,393	**$ 2,063,974,786**
Actif à court terme	$ 26,176,000	$ 21,015,284	$ 65,660,823	$ 299,164,804	**$ 247,109,259**
Passif à court terme	$ 19,933,910	$ 20,159,798	$ 62,490,702	$ 161,606,041	**172,609,560**
Stocks	$ 3,005,720	$ 3,113,785	$ 11,294,252	$ 27,186,334	**$ 35,312,833**
Montant net de la dette à long terme	$ 302,872,219	$ 340,728,100	$ 532,645,866	$ 1,551,736,716	**$ 1,928,402,135**
Actif du fonds d'amortissement	$ 22,260,760	$ 23,466,748	$ 31,975,960	$ 56,746,569	**$ 73,274,713**
Amortissement accumulé	$ 69,224,260	$ 85,889,983	$ 119,955,221	$ 205,025,401	**$ 236,337,582**
Autres réserves et bénéfices conservés dans l'entreprise	$ 30,355,516	$ 36,220,609	$ 52,744,424	$ 99,866,451	**$ 144,406,911**
Réserves, bénéfices conservés dans l'entreprise et amortissement accumulé	$ 99,579,776	$ 122,110,592	$ 172,699,645	$ 304,891,852	**$ 380,744,493**
Total des réserves et des bénéfices — pourcentage des immobilisations	25.5%	26.9%	25.4%	18.0%	**18.4%**
Kilomètres de lignes de transport	4 102	4 451	4 796	5 496	**5 698**
Kilomètres de circuits de distribution	14 178	14 430	17 720	20 457	**20 873**
Nombre d'abonnements domestiques	131 471	144 974	168 889	197 387	**201 240**
Nombre d'abonnements industriels	751	801	964	1 227	**1 319**
Nombre d'abonnements généraux	11 072	11 786	13 018	15 842	**16 609**
No d'abonnements à l'éclairage des rues	1 408	1 547	1 756	1 977	**2 036**

*En se basant sur les pratiques comptables en vigueur lors de la publication originale

ÉTATS FINANCIERS

La Commission D'Énergie Électrique du Nouveau-Brunswick

Bilan

au 31 mars 1980

ACTIF

	1980		1979 (redressé — note 2)	
Immobilisations				
Terrains, bâtiments, outillage et matériel, au prix coûtant, moins l'amortissement accumulé (note 3)		**$1,827,637,204**		$1,486,056,992
Actif à court terme				
Encaisse et placements à court terme	**$150,290,856**		$217,943,609	
Débiteurs	**61,250,887**		53,917,362	
Matériaux, fournitures et combustibles, au prix coûtant	**35,312,833**		27,186,334	
Frais payés d'avance	**254,683**		117,499	
		247,109,259		299,164,804
Frais reportés				
Écarts non réalisés sur le change étranger, moins les montants amortis (note 4)	**141,502,362**		144,896,493	
Escompte et frais d'émission de débentures et de billets moins les montants amortis	**21,100,504**		20,172,538	
Frais d'arpentage, de génie et de formation relatifs à l'expansion des installations	**1,036,107**		1,171,345	
Autres frais	**158,595**		172,535	
		163,797,568		166,412,911
Fonds détenus pour des fins particulières				
Fonds d'assurance		**7,688,924**		7,685,047
		$2,246,232,955		$1,959,319,754

Au nom de la Commission D'Énergie Électrique du Nouveau-Brunswick,

G. W. N. COCKBURN, C.R., président du conseil

LOUIS E. LANDRY, vice-président du conseil

PASSIF

	1980		1979 (redressé — note 2)	
Dette à long terme (note 5)				
Garantie par la province du Nouveau-Brunswick				
Débentures et billets émis par la Commission		**$1,530,046,962**		$1,372,666,070
Billets à payer à Énergie atomique du Canada Limitée		**350,000,000**		270,346,520
Emprunts de la Commission d'énergie du Nord canadien		**52,755,990**		53,987,521
Emprunts de la province du Nouveau-Brunswick		**4,474,248**		5,420,772
Autre dette à long terme		**13,076,311**		12,022,888
		1,950,353,511		1,714,443,771
Moins les remboursements échéant à moins d'un an		**21,951,376**		17,625,515
		1,928,402,135		1,696,818,256
Passif à court terme				
Dette bancaire (note 10)	**$30,700,262**		$22,677,681	
Créditeurs et frais courus	**66,060,116**		70,027,148	
Intérêt couru sur les débentures émises par la Commission	**39,796,214**		37,198,829	
Province du Nouveau-Brunswick: intérêt couru	**42,731**		50,167	
Tranche de la dette à long terme échéant à moins d'un an	**21,951,376**		17,625,515	
Retenues sur les contrats en cours	**13,639,315**		13,713,620	
Dépôts pour service	**419,546**		313,081	
		172,609,560		161,606,041
Passif reporté				
Avances des abonnés pour l'aide à la construction		**814,349**		1,029,006
Réserves (note 6)		**74,812,103**		39,132,134
Bénéfices conservés dans l'entreprise		**69,594,808**		60,734,317
		$2,246,232,955		$1,959,319,754

La Commission D'Énergie Électrique du Nouveau-Brunswick

État des résultats

de l'exercice terminé le 31 mars 1980

	1980		1979	
Revenus				
Ventes d'énergie	**$404,472,118**		$316,685,241	
Ventes de vapeur	**2,261,209**		3,422,254	
Autres revenus	**3,224,545**		2,395,977	
		$409,957,872		$322,503,472
Dépenses				
Achats d'énergie	**59,261,681**		50,126,485	
Production d'énergie				
Combustible	**133,628,923**		109,448,539	
Autres dépenses	**26,502,722**		28,508,958	
Frais d'exploitation, d'entretien et frais généraux	**44,390,214**		42,792,090	
Amortissement	**31,366,601**		27,311,863	
		295,150,141		258,187,935
Bénéfice avant les intérêts		**114,807,731**		64,315,537
Intérêts et change	**154,367,110**		128,851,333	
Amortissement de l'escompte et des frais d'émission des débentures	**1,639,824**		1,427,478	
Amortissement du change non réalisé (note 4)	**8,425,956**		855,543	
	164,432,890		131,134,354	
Déduire: Revenu des fonds d'amortissement et des autres placements	**21,780,208**		23,525,768	
Intérêts capitalisés	**72,385,411**		50,805,443	
	94,165,619		74,331,211	
		70,267,271		56,803,143
Bénéfice net de l'exercice avant le redressement pour la normalisation des conditions hydrauliques		**44,540,460**		7,512,394
Redressement visant à normaliser les coûts de production variant selon les fluctuations des débits d'eau (note 6)		**(1,428,942)**		9,279,466
Bénéfice net de l'exercice		**$ 43,111,518**		$ 16,791,860

La Commission D'Énergie Électrique du Nouveau-Brunswick

État des bénéfices conservés dans l'entreprise

de l'exercice terminé le 31 mars 1980

	1980		1979	
Solde au début de l'exercice		**$ 60,734,317**		$54,167,661
Bénéfice net de l'exercice		**43,111,518**		16,791,860
		103,845,835		70,959,521
Déduire: Virements aux réserves pour				
Normalisation des conditions hydrauliques	**$34,251,027**		$10,000,000	
Assurance	**—**		225,204	
		34,251,027		10,225,204
Solde à la fin de l'exercice		**$ 69,594,808**		$60,734,317

La Commission D'Énergie Électrique du Nouveau-Brunswick

État de l'évolution de la situation financière

de l'exercice terminé le 31 mars 1980

	1980	1979
Provenance des fonds		
Exploitation		
Bénéfice net de l'exercice	**$ 43,111,518**	$ 16,791,860
Montants imputés à l'exploitation mais ne requérant pas de sortie de fonds		
Provision pour l'amortissement des bâtiments, de l'outillage et du matériel	**31,381,737**	27,427,188
Amortissement des véhicules	**1,894,648**	1,984,189
Amortissement de l'escompte et des frais d'émission de débentures	**1,639,824**	1,427,478
Gain sur l'aliénation d'immobilisations	**(15,136)**	(115,325)
Redressement visant à normaliser les coûts de production variant selon les fluctuations des débits d'eau	**1,428,942**	(9,279,466)
Frais d'arpentage, de génie et de développement radiés	**173,352**	2,473,957
Amortissement du change non réalisé (note 4)	**8,425,956**	855,543
	88,040,841	41,565,424
Produit de l'émission de débentures et de billets moins l'escompte et les frais	**172,334,570**	219,987,574
Emprunts de Énergie atomique du Canada Limitée	**79,653,480**	119,253,353
Contributions pour aide à la construction	**868,992**	875,070
Autres emprunts	**1,053,424**	3,372,888
Produit de la vente de biens	**151,642**	272,222
Diminution (augmentation) des autres frais reportés	**13,940**	(2,831)
Diminution (augmentation) du fonds de roulement compte non tenu des changements dans la tranche de la dette à long terme échéant à moins d'un an	**58,733,203**	(31,747,579)
	$400,850,092	$353,576,121
Utilisation des fonds		
Dépenses en immobilisations	**$376,076,751**	$335,154,992
Rachat de débentures de la Commission (déduction faite des fonds d'amortissement disponibles)	**11,966,493**	3,686,430
Dépôts dans les fonds d'amortissement	**11,537,203**	13,050,068
Réduction de l'emprunt de la Commission d'énergie du Nord canadien	**1,231,531**	1,164,211
Augmentation des frais reportés d'arpentage, de génie et de formation	**38,114**	295,216
Augmentation du fonds d'assurance	**—**	225,204
	$400,850,092	$353,576,121

La Commission D'Énergie Électrique du Nouveau-Brunswick

Notes complémentaires

au 31 mars 1980

1. Énoncé des principales conventions comptables

Les états financiers ont été dressés conformément aux principes comptables généralement reconnus, tel qu'ils sont établis au Canada. Certains chiffres de l'état des résultats de l'exercice 1979 ont été regroupés afin de correspondre à la présentation adoptée en 1980.

a) Immobilisations — acquisitions et aliénations

Le prix coûtant des nouvelles immobilisations comprend le coût d'origine des services contractés, la main-d'oeuvre et les matières directes, les intérêts sur les fonds utilisés durant la construction et les frais indirects d'administration et autres frais. Les frais d'administration et autres frais sont capitalisés durant la construction en affectant une partie des frais généraux de cette nature aux coûts directs de construction engagés chaque mois.

L'intérêt engagé durant la construction est capitalisé mensuellement aux coûts d'intérêt des emprunts à long terme affectés à la construction des installations.

Les frais de réparations et d'entretien sont imputés aux résultats tandis que le coût des améliorations est capitalisé. Quant aux biens remplacés ou renouvelés, leur coût d'origine, accru des frais d'enlèvement et diminué de la valeur de récupération et de l'amortissement accumulé, est débité ou crédité aux frais d'amortissement dans l'état des résultats.

Les contributions pour aide à la construction, qui incluent les subventions du gouvernement à l'égard de nouvelles installations, sont portées en diminution du coût des installations financées de cette façon. Les montants reçus des clients sont amortis sur la durée estimative de service des biens en question et le crédit qui en résulte est porté en diminution de la provision pour amortissement correspondante.

La Commission calcule l'amortissement selon la méthode linéaire à des taux devant amortir le prix coûtant des immobilisations, déduction faite de la valeur de récupération estimative, sur leur durée probable d'utilisation. L'amortissement est calculé sur le prix coûtant net des immobilisations qui ont fait l'objet de subventions du gouvernement. La durée probable d'utilisation de chacune des principales catégories d'immobilisations est la suivante:

Biens	Années
Centrales hydrauliques	68
Centrales thermiques	30
Centrale de production par turbines à gaz	25
Centrale diesel	20
Postes d'arrivée et postes	30
Réseau de transport	40
Réseau de distribution	28
Bâtiments	40

b) Stocks

Les stocks de matières et de fournitures sont évalués au prix coûtant moyen. Les combustibles sont évalués au prix coûtant selon la méthode de l'épuisement successif.

c) Escompte et frais d'émission de débentures et de billets

La Commission amortit les escomptes ou primes sur débentures et billets ainsi que les frais d'émission sur la durée de chacune des émissions.

d) Frais d'arpentage, de génie et de formation relatifs à à l'expansion des installations

Les frais d'arpentage et de génie relatifs aux projets de construction éventuelle sont reportés jusqu'à ce que la Commission autorise la construction. Ces frais ainsi que certains frais de formation sont alors amortis contre les revenus futurs soit directement, soit par des imputations annuelles au titre de l'amortissement de certains des éléments capitalisés. Lorsqu'un projet est abandonné, tous les frais s'y rapportant sont imputés aux résultats de l'exercice.

e) Opérations de change

Les postes à long terme à valeur vénale fixe libellés en monnaie étrangère sont convertis en dollars canadiens aux taux de change en vigueur à la date du bilan. Les écarts de change qui proviennent de la conversion à la date de l'opération et de la conversion à la date du bilan sont accumulés dans un compte de change étranger non réalisé qui paraît au bilan sous le poste "Frais reportés". Ce compte est amorti aux résultats sur la durée restante des éléments d'actif et de passif en numéraire s'y rapportant, à l'exception des éléments reliés au financement de projets importants de construction encore en chantier, éléments qui sont reportés jusqu'à l'achèvement du projet, date à partir de laquelle ils sont amortis sur la durée restante des éléments de passif en numéraire correspondant.

Les gains ou les pertes sur change provenant d'opérations qui influent sur l'exploitation courante sont imputés aux résultats au moment où ils surviennent.

f) Revenus

Les factures aux abonnés des services domestiques et généraux sont envoyées mensuellement de façon cyclique. Tous les autres abonnés sont facturés à la fin de chaque mois. La Commission ne comptabilise pas les revenus courus afférents à des éléments non facturés à la fin de toute période financière.

2. Modification comptable apportée à la conversion des opérations conclues en devises étrangères

À compter du 1er avril 1979, la Commission a suivi les recommandations formulées par l'Institut canadien des comptables agréés et a adopté la méthode comptable décrite à la note 1 e) pour la comptabilisation des opérations conclues en devises étrangères. Avant cette date, la dette à long terme de la Commission libellée en monnaie étrangère était convertie en dollars canadiens aux taux de change en vigueur au moment où la dette était contractée. Les emprunts de la province du Nouveau-Brunswick remboursables en dollars des États-Unis, apparaissaient au bilan en dollars canadiens selon la convention voulant que $1 des États-Unis égale $1 canadien. Les pertes non réalisées n'étaient imputées aux résultats que dans la mesure où la dette s'y rapportant venait à échéance au

cours de l'exercice suivant et les éléments d'actif libellés en monnaie étrangère étaient inscrits au bilan à leur valeur comptable. Cette modification a entraîné une diminution de $6,394,517 dans le bénéfice net de l'exercice terminé le 31 mars 1980.

De l'avis de la Commission, l'application rétroactive de cette modification comptable à l'état des résultats ne serait pas pertinente étant donné que les prix fixés pour les abonnés au cours des années précédentes étaient fonction des conventions comptables en vigueur à ce moment. Toutefois, afin de permettre une lecture comparative, les chiffres du bilan au 31 mars 1979 ont été redressés de façon à donner effet à la méthode décrite à la note 1 e).

3. Immobilisations (au prix coûtant)

	1980	1979
Terrains, bâtiments, outillage et matériel		
Centrales de production d'énergie	**$ 716,748,675**	$ 541,574,807
Réseau de transport	**123,329,422**	109,087,563
Postes	**158,294,832**	140,630,997
Réseau de distribution	**175,098,098**	160,097,619
Autres propriétés	**9,058,551**	8,759,726
Matériel de communication	**3,872,423**	3,402,002
Véhicules automobiles et matériel divers	**19,445,949**	17,165,628
	1,205,847,950	980,718,342
Construction en cours	**887,175,567**	738,329,133
	2,093,023,517	1,719,047,475
Moins les contributions pour l'aide à la construction	**29,048,731**	27,965,082
	2,063,974,786	1,691,082,393
Moins l'amortissement accumulé	**236,337,582**	205,025,401
	$1,827,637,204	$1,486,056,992

4. Écarts non réalisés sur le change étranger, moins les montants amortis

	1980	1979
Alignement du change à la date du bilan sur les débentures et les billets émis par la Commission		
Remboursables en francs suisses	**$ 46,360,000**	$ 61,228,000
Remboursables en dollars des États-Unis	**108,665,206**	87,372,266
Alignement du change à la date du bilan sur les emprunts de la province du Nouveau-Brunswick	**912,978**	899,360
Prime du change sur les éléments d'actif libellés en monnaie étrangère détenus dans des fonds d'amortissement maintenus par la province du Nouveau-Brunswick		
Fonds d'amortissement des débentures et des billets émis par la Commission	**(5,780,068)**	(3,528,297)
Fonds d'amortissement des emprunts de la province du Nouveau-Brunswick	**(40,874)**	(34,246)
Prime du change sur les éléments d'actif détenus dans le fonds d'assurance	**(188,924)**	(185,047)
	149,928,318	145,752,036
Moins l'amortissement accumulé	**8,425,956**	855,543*
	$141,502,362	$144,896,493

* La perte non réalisée en 1979 sur le change étranger imputée aux résultats représente la perte sur le change se rapportant aux remboursements de la dette à long terme échéant à moins d'un an.

5. Dette à long terme
Débentures et billets émis par la Commission

Échéance	Intérêt %	1980	1979 (redressé — note 2)
Remboursables en dollars canadiens			
1981 15 mai	9	**$ 20,000,000**	$ 20,000,000
1985 17 mars	13 1/4	**75,000,000**	—
1987 15 mars	5 1/2	**2,650,000**	2,650,000
1988 1 novembre	5 1/2	**2,000,000**	2,000,000
1989 15 octobre	8 1/2	**228,000**	228,000
1990 10 janvier	11 1/4	**50,000,000**	—
1990 1 août	9	**293,000**	293,000
1991 1 juillet	5 3/4	**5,000,000**	5,000,000
1992 15 mars	5 1/2	**7,350,000**	7,350,000
1993 1 novembre	5 1/2	**6,000,000**	6,000,000
1994 15 juin	5 1/2	**10,000,000**	10,000,000
1994 31 décembre	5 1/2	**3,790,000**	3,790,000
1995 1 mai	6 1/4	**15,000,000**	15,000,000
1995 15 mai	10 3/8	**20,000,000**	20,000,000
1995 15 octobre	5 3/4	**7,500,000**	7,500,000
1996 1 janvier	6	**13,800,000**	13,800,000
1996 1 mars	6	**4,000,000**	4,000,000
1996 1 octobre	6 1/2	**6,100,000**	6,100,000
1996 15 novembre	7 7/8	**20,000,000**	20,000,000
1997 15 octobre	8 3/8	**20,000,000**	20,000,000
1998 15 novembre	8 1/2	**25,000,000**	25,000,000
1999 1 octobre	11	**24,674,000**	25,000,000
1999 31 décembre	5 1/2	**8,210,000**	8,210,000
2000 1 mars	10	**50,000,000**	50,000,000
2003 21 décembre	10 1/4	**75,000,000**	75,000,000
2005 10 janvier	11 1/4	**50,000,000**	—
		521,595,000	346,921,000
Remboursables en francs suisses			
1985 20 avril	4 1/4	**60,815,000****	60,815,000**
1991 28 septembre	6	**31,328,000***	31,328,000*
1992 30 août	5 1/4	**36,008,000***	36,008,000*
1993 30 mars	3 3/4	**57,113,000****	57,113,000**
Dollars canadiens à la date d'émission		**185,264,000**	185,264,000
Alignement du change à la date du bilan		**46,360,000**	61,228,000
		231,624,000	246,492,000

* de 80,000,000 de Francs suisses chacun
** de 100,000,000 de Francs suisses chacun

Échéance	Intérêt %	1980	1979 (redressé — note 2)
Remboursables en dollars des États-Unis			
1983 15 janvier	9	$É.-U. **32,000,000**	$É.-U. 34,000,000
1986 2 janvier	5 1/4	**4,895,000**	5,733,000
1986 1 novembre	5 1/4	**2,676,000**	2,676,000
1987 1 septembre	5 1/4	**3,760,000**	4,196,000
1990 15 avril	5	**10,668,000**	11,248,000
1991 1 mai	5 1/2	**11,594,000**	12,104,000
1991 15 novembre	6	**17,500,000**	17,500,000
1992 15 octobre	6 1/2	**15,000,000**	15,000,000
1993 15 février	6 7/8	**15,000,000**	15,000,000
1994 1 février	7 3/4	**10,000,000**	10,000,000
1994 1 mars	9 3/4	**71,000,000**	75,000,000
1995 1 octobre	10 1/2	**75,000,000**	75,000,000
1997 15 février	9	**100,000,000**	100,000,000
1998 1 avril	7 7/8	**43,425,000**	45,000,000
2001 1 mai	9 3/8	**100,000,000**	100,000,000
2004 1 avril	8 3/4	**50,000,000**	50,000,000
2005 15 janvier	10	**75,000,000**	75,000,000
2007 1 août	8 3/4	**75,000,000**	75,000,000
Dollars des États-Unis		**712,518,000**	722,457,000
Prime du change à la date d'émission		**$ 27,710,739**	$ 28,654,328
Alignement du change à la date du bilan		**108,665,206**	87,372,266
		848,893,945	838,483,594
		1,602,112,945	1,431,896,594
Moins l'actif du fonds d'amortissement détenu en fiducie par la province du Nouveau-Brunswick			
Valeur comptable		**66,285,915**	55,702,227
Prime du change sur les éléments d'actif libellés en monnaie étrangère		**5,780,068**	3,528,297
		72,065,983	59,230,524
		$1,530,046,962	$1,372,666,070
Énergie atomique du Canada Limitée			
Billets à payer, ainsi que l'intérêt couru à des taux divers. Ces billets ont été convertis le 1er avril 1980 en un billet de renouvellement. Le taux d'intérêt de 9,7064% du billet de renouvellement correspond à la moyenne pondérée des taux d'intérêt sur les billets remplacés. Le remboursement du billet de renouvellement se fera en 25 annuités égales de capital et d'intérêt commençant un an après la date de mise en service de la centrale de Pointe-Lepreau ou un an après le 1er avil 1983, selon la première de ces deux dates. Avant que cette date ne soit arrêtée seul l'intérêt est payable semestriellement		**$350,000,000**	$270,346,520
Emprunts de la Commission d'énergie du Nord canadien			
Remboursables en annuités de capital et d'intérêt à des taux variant entre 4 1/2% et 8 1/2% jusqu'en 2011		**$ 52,755,990**	$ 53,987,521

	1980	1979 (Restated — Note 2)
Emprunts de la province du Nouveau-Brunswick		
Pour lesquels la province a émis des débentures afin de fournir des fonds à la Commission (remboursables en dollars des États-Unis)	**$ 4,770,000**	$ 5,600,000
Alignement du change à la date du bilan	**912,978**	899,360
	5,682,978	6,499,360
Moins l'actif du fonds d'amortissement détenu en fiducie par la province relativement à ces débentures		
Valeur comptable	**1,167,856**	1,044,342
Prime du change sur les éléments d'actif libellés en monnaie étrangère	**40,874**	34,246
	1,208,730	1,078,588
	$ 4,474,248	$ 5,420,772
Autre dette à long terme		
Ville de Grand-Sault — relativement à l'achat du réseau de distribution; remboursable à raison de $50,000 par année	**$ —**	$ 50,000
Cité de Campbellton — relativement à l'achat du réseau de distribution, remboursable, ainsi que l'intérêt à 9 1/4% par année, en annuités égales jusqu'en 1993	**1,255,619**	1,304,894
Gouvernement du Canada — relativement à la construction de la ligne de transport de Coleson Cove à Salisbury; remboursable, ainsi que l'intérêt couru à des taux variant entre 9 1/4% et 9 5/8% par année, 50% le 1er avril 1981 et le reste en annuités égales de capital et d'intérêt jusqu'en 2011	**11,820,692**	10,667,994
	$ 13,076,311	$ 12,022,888

Remboursements de la dette à long terme

Les versements de la dette à long terme (déduction faite des fonds d'amortissement disponibles) et les exigences relatives au fonds d'amortissement à l'égard de la dette impayée au 31 mars 1980, viennent à échéance de la façon suivante pour les cinq exercices se terminant le 31 mars 1985:

	Dollars canadiens	Dollars É.-U.	Francs suisses
Exercice se terminant le 31 mars 1981	$ 4,593,869	$14,569,000	FS —
Exercice se terminant le 31 mars 1982	30,625,428	18,279,000	4,000,000
Exercice se terminant le 31 mars 1983	9,923,671	52,723,000	13,000,000
Exercice se terminant le 31 mars 1984	11,879,791	26,430,000	13,000,000
Exercice se terminant le 31 mars 1985	87,377,027	25,594,000	13,000,000

Fonds d'amortissement

Le ministre des Finances de la province du Nouveau-Brunswick maintient, à titre de fiduciaire de la Commission, un fonds d'amortissement pour toutes les émissions de débentures exigeant un tel fonds. Les placements des fonds d'amortissement sont comptabilisés au prix coûtant et les revenus sont portés à l'état des résultats de la Commission. Les débentures de la Commission investies dans les fonds ne sont pas annulées avant leur échéance.

Les émissions de débentures de la Commission comportant des clauses de rachat annuel aux fins des fonds d'amortissement prévoient que la Commission peut satisfaire ses obligations en achetant des débentures en circulation de l'émission en cause à n'importe quel moment, à un prix ne dépassant pas 100% de la valeur nominale des débentures. Les débentures ainsi affectées pour respecter les exigences des fonds d'amortissement sont annulées avec avis au ministre des Finances et elles ne sont pas réémises. Tout gain ou perte provenant d'une telle opération est imputé aux résultats.

6. Réserves

	1980	1979
Normalisation des conditions hydrauliques	**$67,312,103**	$31,632,134
Assurance	**7,500,000**	7,500,000
Total des réserves	**$74,812,103**	$39,132,134

Réserve pour la normalisation des conditions hydrauliques

Dans le but de normaliser les coûts de production variant selon les fluctuations des débits d'eau, la Commission débite ou crédite annuellement les revenus d'un montant devant équilibrer les coûts de production en fonction d'un niveau mensuel moyen d'entreposage d'eau. Le calcul de ce montant se fonde sur les données relatives aux débits d'eau compilées sur une période de 35 ans. Le débit ou crédit compensateur est imputé à la réserve pour normalisation des conditions hydrauliques. De plus, selon que la capacité de production

hydraulique de la Commission ou que le coût des autres sources d'approvisionnement s'accroît, la Commission augmente la réserve périodiquement, selon ce qu'elle juge opportun, par des virements des bénéfices conservés dans l'entreprise. Le montant total des virements à la réserve s'élève à **$66,000,000** au **31 mars 1980,** somme correspondant au coût actuel de remplacement de la production hydraulique si des conditions amenant des débits d'eau exceptionnellement faibles devaient se reproduire durant trois années consécutives.

Réserve pour assurance

Cette réserve a été constituée en contrepartie d'un fonds d'auto-assurance destiné à compléter la protection obtenue de companies d'assurance. La Commission, selon qu'elle le juge opportun, accroît la réserve par des virements des bénéfices conservés dans l'entreprise.

7. Engagements

La Commission construit actuellement une centrale nucléaire composée d'un seul groupe de 630 000 kilowatts à Pointe-Lepreau. L'exploitation de la centrale est maintenant prévue pour la fin de 1981 sous réserve de l'achèvement à un degré satisfaisant, des réparations qui se sont révélées nécessaires aux générateurs de vapeur. Les coûts estimatifs à la date d'achèvement des travaux compte tenu de la prise en charge par la Commission du coût total des réparations à effectuer aux générateurs défectueux s'élèvent à $1,160,000,000. Toutefois, la Commission a l'intention de présenter au fournisseur une demande en réclamation pour le recouvrement des frais reliés aux réparations des générateurs. Les dépenses engagées au **31 mars 1980** et au 31 mars 1979 se sont élevées respectivement à **$878,978,800** et à $566,400,168. Le gouvernement fédéral a respecté son engagement de prêter à la Commission $350,000,000 s'appliquant aux coûts de construction.

La formation éventuelle de la Société d'énergie des Maritimes continue d'être un sujet d'intérêt dans la région. La complexité des solutions que doivent trouver le gouvernement fédéral, les trois gouvernements provinciaux et les trois services intéressés a quelque peu freiné la constitution officielle d'une telle société. La Société d'énergie des Maritimes serait responsable de la planification, du financement, de la construction et de l'exploitation de nouvelles installations de production d'énergie d'une grande importance régionale.

Durant l'exercice qui se terminera le 31 mars 1981, on prévoit engager $259,063,162 pour la réalisation des projets de construction.

8. Passif éventuel

La Commission, afin de s'assurer une provision suffisante de charbon, a garanti les paiements de N.B. Coal Limited, une société d'État contrôlée et détenue par la Province, en vertu d'un engagement de prêt et d'un contrat de location d'une grue à benne traînante utilisée dans les mines de charbon. Les paiements maximums éventuels sur une période de vingt ans totaliseront $35,000,000. En retour, la Commission a droit à l'entière production de charbon au prix coûtant ainsi qu'à une cession de la grue à benne traînante et des droits miniers reliés dans le cas où la N.B. Coal Limited manquerait à l'un ou l'autre des engagements stipulés dans le contrat de location.

9. Événement postérieur à la date du bilan

Le 15 mai 1980, la Commission a émis des débentures 13 3/4% d'une somme globale de $75,000,000, échéant le 15 mai 1985 qui peuvent, au gré des détenteurs, être échangées contre des débentures échéant le 15 mai 1990 et remboursables en dollars canadiens.

10. Marge de crédit à court terme

La Commission dispose de marges de crédit bancaire garanties par la province du Nouveau-Brunswick lui permettant de faire des emprunts à court terme totalisant $119,000,000. Au **31 mars 1980,** ces emprunts à court terme s'élèvent à **$6,250,000** et sont inscrits au bilan, ainsi que les chèques en circulation, sous le poste "Dette bancaire".

Rapport des vérificateurs

Touche Ross & Cie
Comptables agréés

L'honorable Richard B. Hatfield
Premier ministre de la province du Nouveau-Brunswick
Frédéricton, Nouveau-Brunswick

Monsieur,

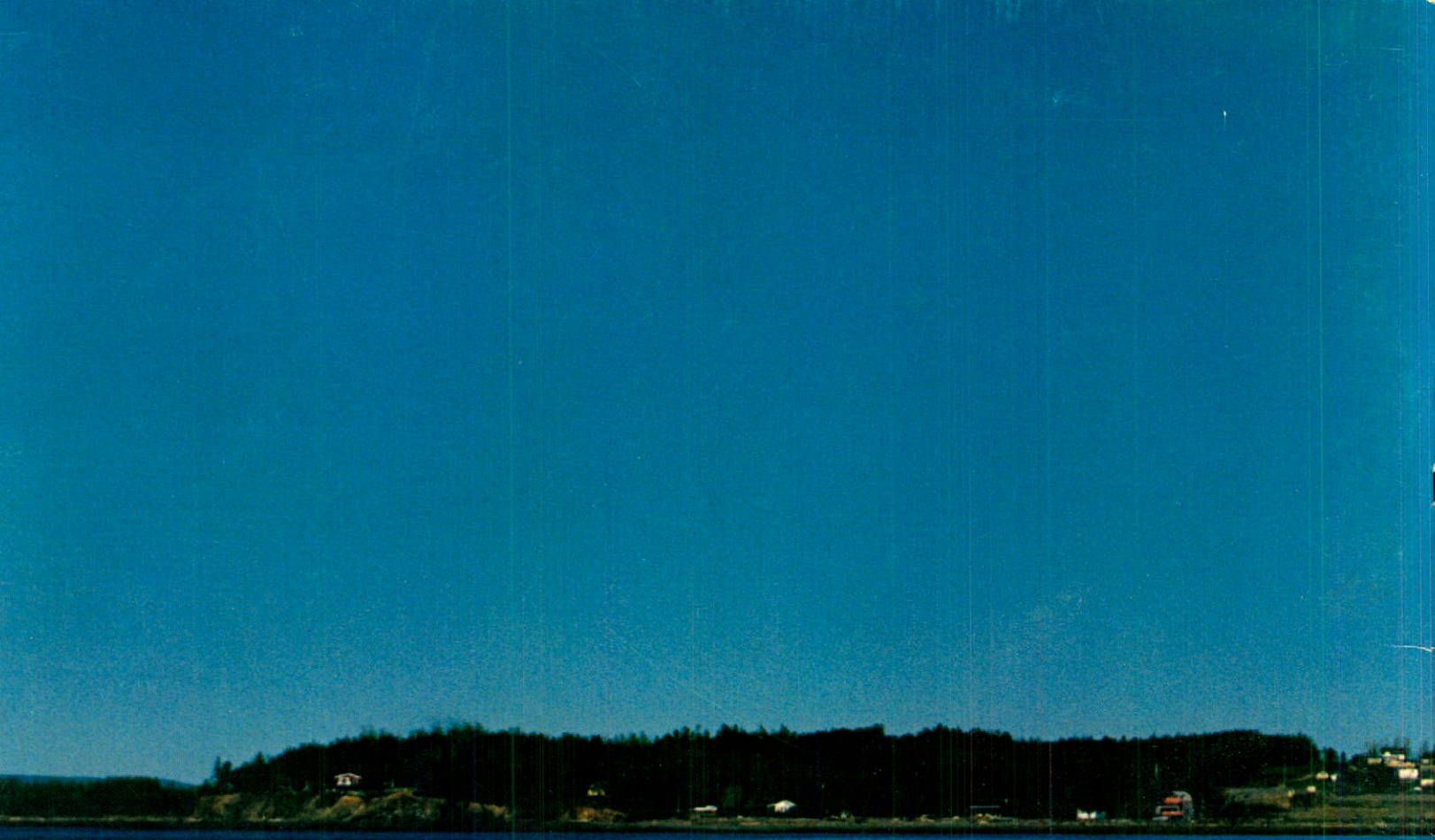
Nous avons vérifié le bilan de La Commission d'Énergie Électrique du Nouveau-Brunswick au 31 mars 1980 ainsi que les états connexes des résultats, des bénéfices conservés dans l'entreprise et de l'évolution de la situation financière de l'exercice terminé à cette date. Notre vérification a été effectuée conformément aux normes de vérification généralement reconnues, et a comporté par conséquent les sondages et autres procédés que nous avons jugés nécessaires dans les circonstances.

À notre avis, ces états financiers présentent fidèlement la situation financière de la Commission au 31 mars 1980 ainsi que les résultats de son exploitation et l'évolution de sa situation financière pour l'exercice terminé à cette date selon les principes comptables généralement reconnus, à l'exception du changement de méthode de comptabilisation des opérations en devises étrangères tel qu'il est décrit à la note 2 et que nous approuvons, appliqués de la même manière qu'au cours de l'exercice précédent.

Touche Ross & Cie.

Comptables agréés

Frédéricton (N.-B.)
le 27 juin 1980



ISSN 0382-2990